

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на целевой пласт АС₁₂ газового месторождения

УДК 622.243.23:622.324.5(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич		12.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		17.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		15.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2020

Томск – 2020г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на целевой пласт АС ₁₂ газового месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Особые условия бурения: – Интервал отбора керна: – Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м Отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 500 метров
---	---

	<p>7. Глубина спуска комбинированной эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр комбинированной эксплуатационной колонны: 168,3/139,7 мм</p> <p>9. Глубина соединения 168,3/139,7 мм колонны: выбрать</p> <p>10. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>11. Конструкция забоя: не зацементированная колонна 139,7 мм с оборудованием под МГРП</p> <p>12. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p>

	2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
--	---

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)
--	------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич		11.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.	11.02.2020	

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—	11.02.2020	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	4. Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	1. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич		11.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Герашенко Дмитрий Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на целевой пласт АС₁₂ газового месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на строительство наклонно-направленной скважины Область применения: Нефтеюганский район Тюменской области
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ТК РФ Статья 297; – ТК РФ Статья 298; – ТК РФ Статья 299; – ТК РФ Статья 302; – ГОСТ 12.2.049-80; – СанПиН 1964-79; – ГОСТ 12.2.032-78; – СП 2.2.2.1327-03.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Движущиеся части и механизмы.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера:

	<ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		11.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геращенко Дмитрий Игоревич		11.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, 49 таблиц, 21 рисунок, 34 литературных источников, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, комбинированная эксплуатационная колонна, горизонтальный участок ствола, газ.

Объектом исследования является газовое месторождение Нефтеюганского района Тюменской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых нормам и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3417 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- ВЗД** – винтовой забойный двигатель;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- РУС** – роторная управляемая система;
- СНС** – статическое напряжение сдвига;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБТ** – толстостенная бурильная труба;
- ТК** – техническая колонна;
- ЭК** – эксплуатационная колонна;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ** – породоразрушающий инструмент;
- МСП** – морская стационарная платформа;
- СПБУ** – самоподъемная буровая установка;
- ППБУ** – полупогружная буровая установка;
- БКП** – башмак колонный;
- ЦКОД** – центральный клапан обратного действия;
- ПРП-Ц** – пробка разделительная продавочная цементирующая;
- ГТН** – геолого-технический наряд.

Оглавление

Введение	15
1 Общая и геологическая часть	17
1.1 Геологические условия бурения	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	19
1.3 Зоны возможных осложнений	19
2 Технологическая часть	20
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	20
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	21
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	24
2.3 Проектирование процессов углубления	25
2.3.1 Выбор способа бурения	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	27
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	29
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	31
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	37

2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	39
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	46
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементированной скважины	48
2.4.3.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	51
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	55
2.5	Выбор буровой установки	57
3	Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе	58
3.1	Разведочные скважины и специфика их бурения на шельфе.	58
3.2	Способы бурения на шельфе	61
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	67
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	67
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	67
4.1.2	Организационная структура предприятия	68
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	69
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.	69
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.	70
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ	72
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	72
5	Социальная ответственность	73

5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.2	Производственная безопасность	74
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	75
5.3	Экологическая безопасность	78
5.3.1	Защита атмосферы	79
5.3.2	Защита гидросферы	79
5.3.3	Защита литосферы	80
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
	Заключение	82
	Список использованной литературы	85
	Приложение А	88
	Приложение Б	93
	Приложение В	105

Введение

Наклонно-направленные скважины с горизонтальным участком имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования и увеличения площади контакта ствола скважины с природным резервуаром. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью строительства данной скважины является использование комбинированной эксплуатационной колонны с не цементируемым участком в интервале продуктивного пласта. Вторичное вскрытие будет производиться путем проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Для данной скважины присуще высокие коэффициенты кавернозности, а в интервале 0-690 метров коэффициент достигает 1,3.

Разрез скважины представлен преимущественно глинами, алевролитами и песчаником. Породы средней твердости. Продуктивный пласт представлен песчаником.

Пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 97,2 °С.

Присутствуют 3 водоносных и 2 газоносных горизонта, в интервале продуктивного пласта водонапорные пласты отсутствуют.

В интервале продуктивного пласта ожидаются нефтеводопроявления и сужение ствола скважины, также присутствуют прихватоопасные зоны. В связи с этим необходимо осуществить более жесткий контроль над репрессией на пласт, применять буровой раствор с ингибирующими свойствами, соблюдать высокую скорость проходки, не допускать статичного положения инструмента, проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства горизонтальной скважины глубиной 3417 м на газовом месторождении Тюменской области. Проект состоит из решений, которые включают в себе все

основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В специальной части частной задачей является анализ параметров, особенностей и способов сооружения скважин на шельфе.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2 приложения А.

В таблице А.3 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами средней твердости, поэтому необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными. Продуктивный пласт в интервале 2615-2660 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют. На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют.

В интервале 0-690 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 2,00 МПа/100 м.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P _{3/2}	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P _{2/2} –K ₂	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K ₂ -K ₁	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K ₁	2015	2400	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K ₁ (AC ₁₀)	2400	2450	0,99	0,99	1,62	2,30	88,20
K ₁ (AC ₁₁)	2450	2510	1,00	1,00	1,60	2,30	90,36
K ₁ (AC ₁₂)	2510	2700	0,99	0,99	1,60	2,30	97,20

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	50	поровый	1,0008	0,9
195	255	поровый	1,0003	0,07
1110	2015	поровый	1,01	2500- 4000

Таблица 3 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2500	2530	поровый	40000	0,73
2615	2660	поровый	140000	0,82

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую вобоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смозочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Согласно техническому заданию данные по профилю необходимо соблюдать следующие требования: 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления, угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов, максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м, максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1000 м, длина горизонтального участка 500 м.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

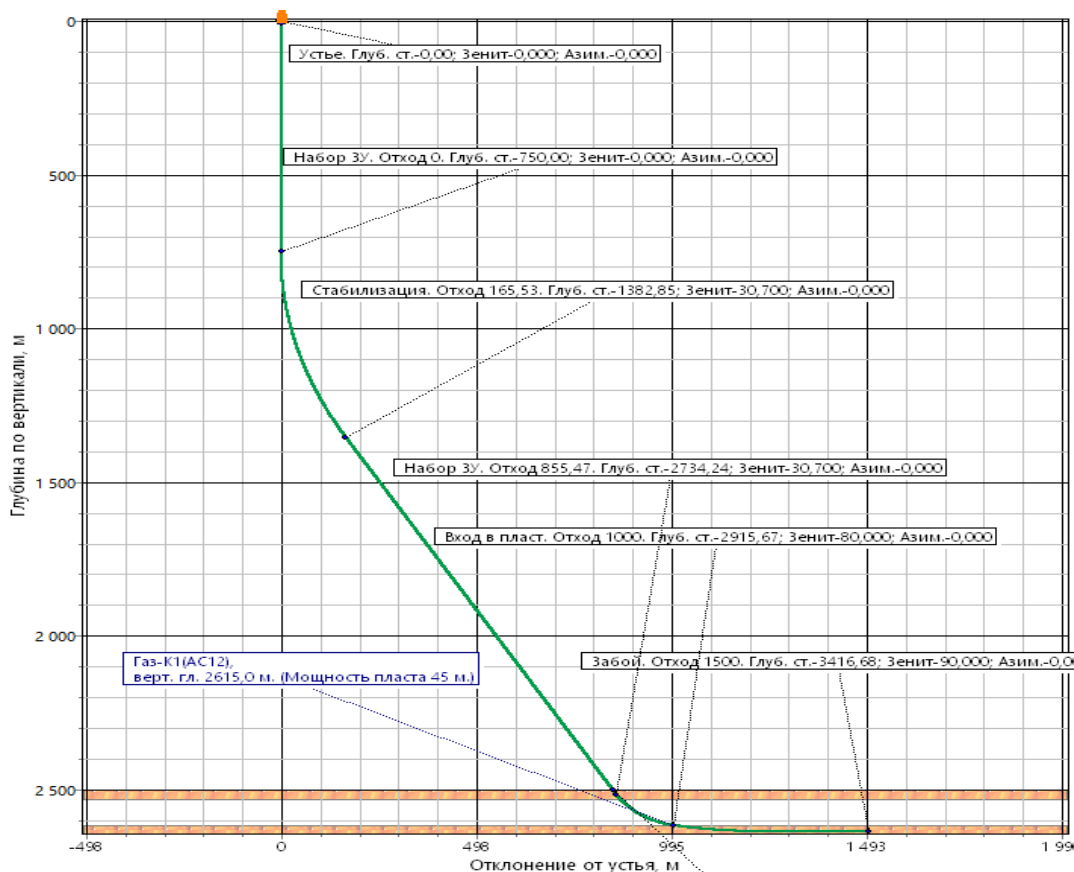


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из технического задания выбираем открытый тип забоя (незацементированная колонна 139,7 мм). Цементирование будет проводится с использованием МСЦ, что позволит зацементировать колонну выше кровли продуктивного пласта.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

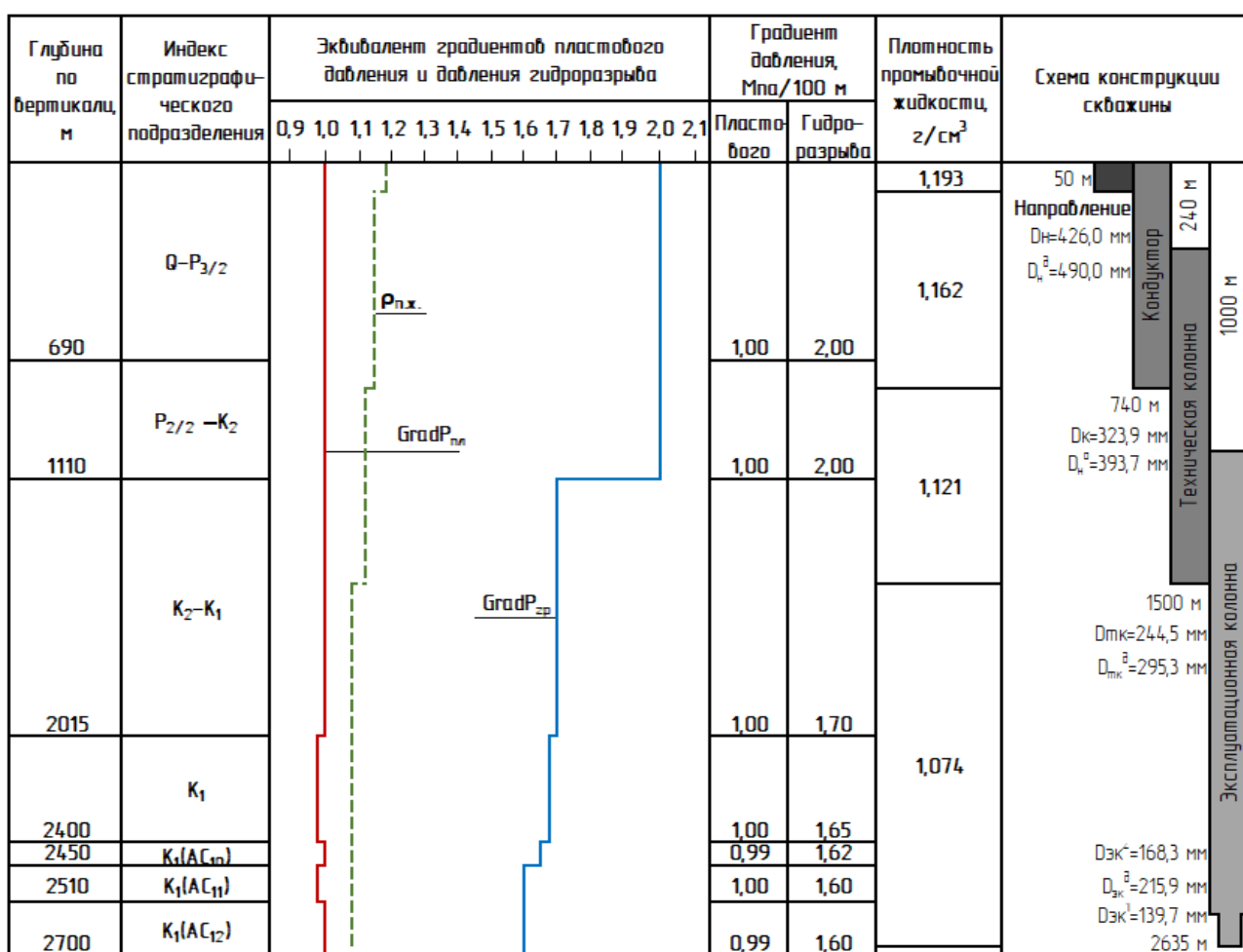


Рисунок 2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поскольку на рассматриваемом месторождении четвертичные отложения составляют 40 м, глубина спуска обсадной колонны принимается равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Расчетная глубина спуска кондуктора составила 1500 м, что превышает максимально допустимую глубину спуска кондуктора. В связи с этим, было принято решение спустить кондуктор на глубину 740 м для перекрытия интервала интенсивного поглощения бурового раствора (690 м) и техническую колонну на расчетную глубину 1500 м. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска технической колонны представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска технической колонны

Параметр	Значение параметра	
	АС ₁₁	АС ₁₂
Индекс пласта	АС ₁₁	АС ₁₂
Глубина кровли, м	2500	2615
Градиент пластового давления, атм/м	0,100	0,099
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,16	0,16
Относительная плотность газа по воздуху	0,73	0,82
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	250	258,9
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	255	255
Значение параметра e^s	1,08	1,10
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	232,4	236,25
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1500	1500
Требуемый запас	1,10	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	1500	

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется глубиной и мощностью разрабатываемого объекта. Мощность пласта АС₁₂ составляет 45 метров, поэтому эксплуатационная колонна спускается на глубину 2635 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементировання

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-40 м и 0-740 м соответственно;
- техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 240-1500 м и 1000-2565 м соответственно.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 5. Конструкция скважины представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

Таблица 5 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементировання, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	426,0	490,0
Кондуктор	1500	740	1554	740	0-740	0-740	323,9	393,7
Техническая колонна	1500	1500	1554	1554	240-1554	240-1554	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна (секция 168,3 мм)	2565	2565	2805	2805	1000-2563	1000-2796	168,3	215,9
Эксплуатационная колонна (секция 139,7 мм)	2635	2635	3417	3417	–	–	139,7	

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{он} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 6 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Значение параметра	
Индекс пласта	АС ₁₁	АС ₁₂
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	24,75	25,89
Глубина залегания кровли ПП, м	2500	2615
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	20,625	20,88
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	22,688	22,968
Давление опрессовки колонны, МПа	24,956	25,265

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки колонн: ОКК2-35-168х245х324 К1 ХЛ.

Примем схему ОП6-350/80х35 с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Под направление выбирается роторный способ бурения, поскольку интервал мал и использовать ВЗД нерентабельно. Для бурения интервалов под кондуктор и техническую колонну используется ВЗД, который обеспечит создание необходимой частоты вращения и максимальной механической скорости. Под эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением РУС, чтобы предупредить возникновение осложнений и аварий ввиду тяжелой компоновки и сложной траектории скважины.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	50	роторный
50	740	с применением ВЗД
740	1554	с применением ВЗД
1554	3417	с применением РУС

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для бурения интервалов под направление и кондуктор, которые обеспечат устойчивость долота при бурении вертикальных участков, PDC долота для интервалов бурения под техническую и эксплуатационную колонну, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и

облегчают процесс искривления скважины. Характеристики долот приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-50	50-740	740-1554	1554-3417
Шифр долота		490,0 GRD213	393,7 GRD213	TD-295,3 SVD 616-T1.2	215,9 ViM613
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 1177	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	7 5/8	4 1/2
Длина, м		0,63	0,3	0,4	0,336
Масса, кг		300	180	95	115
G , т	Рекомендуемая	6,4-8	5-12	5-12	10
	Максимальная	34	28	16	14
n , об/мин	Рекомендуемая	60	120	140	150
	Максимальная	600	600	300	400

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-50	50-740	740-1554	1554-3417
Исходные данные				
D_{∂} , см	49,0	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, Т	34	28	16	14
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	27,2	22,4	12,8	11,2
$G_{проект}$, Т	5	6,6	7	6

где: D_{∂} – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\partial}, \quad (5)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_∂ – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-50	50-740	740-1500	1500-2635
Исходные данные					
V_l , м/с		1,8	1,8	1,8	1,8
D_∂	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490,0	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
n_l , об/мин		70	87	117	159
$n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	80-120
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	120	140	150

где: $n_{\text{стат}}$ – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (6)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (7)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{от}^2), \quad (9)$$

где $d_{от}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (11)$$

где $V_{КП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-50	50-740	740-1500	1500-2635
Исходные данные				
D_{∂} , м	0,49	0,3937	0,2937	0,2159
K	0,6	0,55	0,55	0,55
K_k	1,3	1,3	1,25	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,14	0,13	0,13	0,13
V_m , м/ч	40	35	30	20
$d_{\partial m}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,024	0,014	0,0127	0,009
n	1	4	6	6
$V_{кпmin}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,193	1,162	1,121	1,074
ρ_n , г/см ³	2,2	2,2	2,2	2,2
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	113	64	37	20
Q_2 , л/с	130	69	38	15
Q_3 , л/с	88	55	41	24
Q_4 , л/с	14	33	45	32
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	45	70	55	35
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	20-45	55-70	55-70	32-40

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{з\partial}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (14)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (16)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 12 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 12 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-50	50-740	740-1554	1554-3417
Исходные данные					
D_{∂}	м	0,490	0,3937	0,2937	0,2159
	мм	490,0	393,7	293,7	215,9
G_{oc} , кН		69	98	98	98
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\partial}$, мм		–	315	235	173
M_p , Н·м		–	4979	3751	2798
M_o , Н·м		–	197	147	108
$M_{y\partial}$, Н·м/кН		–	49	37	27

Для интервалов 50-740 и 740-1554 запроектирован винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала 1554-3417 запроектирована РУС PowerDrive vortex 675, которая позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также интервал набора угла для добора зенитного угла до 90

градусов в продуктивном пласте без подъема инструмента. Технические характеристики ВЗД и РУС представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	70-740; 740-1554	240	8,487	2350	30-75	85-210	16,9	70-282
РУС PowerDrive vortex 675	1554-3417	178	13	2463	20-45	40-220	21,7	110-172

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	0	–	–	–	0,63	–	0,300	0,300	–	–	–
	Наддолотный переводник	241,0	56,0	–	–	–	0,52	–	0,176	0,173	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,15	–	0,560	1,036	–	–	–
	УБТ	245,0	135,0	–	–	–	18	0,2670	4,806	5,842	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,0	Л	ЗП-162-92	29,7	0,0319	0,949	6,791	1,32	>10	8,08
Кондуктор													
50-740 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	–	–	–	0,53	–	0,180	0,180	–	–	–
	Наддолотный переводник	219,0	76,0	–	–	–	0,52	–	0,176	0,176	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,829	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	8,49	–	2,350	3,179	–	–	–
	Калибратор	393,7	56,0	–	–	–	1,3	–	0,473	3,652	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	48	0,1454	6,679	10,63	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	679,86	0,0319	21,71	32,35	–	7,76	5,59
Техническая колонна													
740-1554 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,095	0,095	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,408	–	–	–
	Двигатель	240,0		–	–	–	8,49	–	2,350	2,758	–	–	–

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	7,53	–	0,946	3,704	–	–	–
	НУБТ	172,0	83,0	–	–	–	18,9	0,1693	3,200	6,904	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	70,0	–	–	–	5,6		0,682	7,586	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	24	0,1454	3,490	11,08	–	–	–
	БТ	127,0	101,6	12,7	Р	ЗП-162-89	1488	0,0436	64,90	75,98	–	6,11	4,85
Эксплуатационная колонна													
1554-3417 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,34	–	0,115	0,115	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,44	–	0,050	0,165	–	–	–
	РУС	172,0	–	–	–	–	8,21	–	2,017	2,182	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	7,53	–	1,700	3,882	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	560	0,0319	17,89	21,77	1,23	>10	6,02
	ТБТ	127,0	76,0	–	–	–	40	0,0745	2,980	24,75	–	–	–
	Яс гидрав.	120,0	57,2	–	–	–	5,5	–	0,320	25,07	–	–	–
	ТБТ	127,0	56,2	–	–	–	40	0,0745	2,980	28,05	–	–	–
	БТ	127,0	101,6	12,7	Р	ЗП-162-89	2755	0,0436	120,17	148,00	1,27	3,13	2,93

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Для бурения интервала под направление используется буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку.

Породы, слагающие интервалы под кондуктор и техническую колонну относятся к третьей группе (глины). При их разбурировании глины могут переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы, а набухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. На основании перечисленных возможных осложнений следует применить полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и ГНВП, набухание глин, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта т.д. Данные проблемы решаются с использованием KCL/биополимерного бурового раствора.

В качестве утяжелителя применяется барит.

В качестве производителя химических реагентов выбрана нефтесервисная компания «Миррико».

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым[2].

$P_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 15 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 15 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	g, м/с ²	Плотность, г/см ³
0-50	1,17	0,5	50	9,81	1,193
50-740	1,14	7,4	740		1,162
740-1500	1,10	15,0	1500		1,121
1500-2635	1,07	26,00	2635		1,074

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 16-18.

Таблица 16 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов глинистого раствора для бурения интервала 0-50 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Сода Каустик	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	65,17
Бентонит марки ПБМБ	Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	3910,0
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	65,17
Osno-Desco CA	Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	65,17
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	11730,6

Таблица 17 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного раствора для бурения интервалов 50-740 и 740-1554 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг	
			Кондуктор	Техническая колонна
1	2	3	4	5
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	116,4	31,3
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	232,8	60,25
Сульфанола	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	232,8	60,25

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
Гаммаксан	Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	93,12	24,10
Оснопак HV-O	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	279,36	72,30
Оснопак LV-O	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	931,2	241,00
Atren Thermo A	Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	186,24	48,20
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	2328	602,50
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	9312	2410,00

Таблица 18 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов KCL/биополимерного раствора для бурения интервала 1554-3417 м.

Наименование химического реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
1	2	3	4
Сода Каустик	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	177
Сода бикарбонат	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	354
Гаммаксан	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1238
Atren Thermo A	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	6012
Хлористый калий	Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	28300
Atren-FK D	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	7073
Atren-Ores	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	26500
1	2	3	4
Atren-Bio A	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	177
Atren Antifoam B	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	177

Технологические параметры глинистого, полимерного и KCL/биополимерного растворов приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
Тип бурового раствора	глинистый	полимерный (инкапсулированный)	KCL/полимерный (биополимерный)
CHC ₁ , дПа	6-10	10-40	30-40
CHC ₁₀ , дПа	12-20	20-60	40-70
Условная вязкость, с	50-80	40-60	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	<6	<6
pH	8-8,5	8-10	8-10
П, %	<2,0	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	50-90	60-100
ПВ, сПз	10-12	12-35	12-15

В таблице Б.4 приложения Б представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 20-22 соответственно.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	50	бурение	0,196	0,024	комбинированная	1 3	15 11,1	97,8	1,43
Под кондуктор									
50	740	бурение	0,313	0,038	комбинированная	1 3	19 17,7	72,3	1,8

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под техническую колонну									
740	1554	бурение	0,695	0,08	периферийная	9	9	96,2	4,32
Под эксплуатационную колонну									
1554	3417	бурение	1,016	0,096	периферийная	6	9,5	82,4	3,61

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производи-тельность, л/с	
0	50	бурение	УНБ-1250	2	90	160	321,3	0,85	52	22,84	45
50	740	бурение	УНБ-1250	2	90	180	243,0	0,85	60	34,85	70
740	1554	бурение	УНБ-1250	2	90	170	279,9	0,85	54	27,54	55
1554	3417	бурение	УНБ-1250	1	90	170	251,9	0,85	60	35	35

Таблица 22 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	бурение	79,0	67,4	0	1,6	0,1	10
50	740	бурение	241,3	35,9	27,9	166,7	0,8	10
740	1500	бурение	253,7	61,3	38,6	140,4	3,4	10
1500	2635	бурение	206,2	43,0	36,2	101,7	15,4	10

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{prod} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[3], при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1030 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$.

Таблица 23 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	-	-	0-50	0-50
Кондуктор	0-640	0-640	640-740	640-740
Техническая колонна	240-1400	240-1400	1400-1500	1400-1554
Эксплуатационная колонна	1000-2400	1000-2603	2400-2565	2603-2805

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление — разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

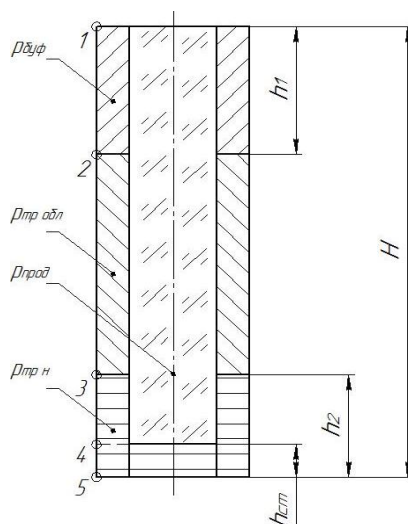


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины.

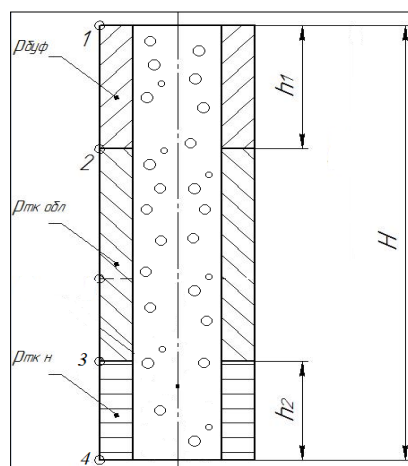


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.

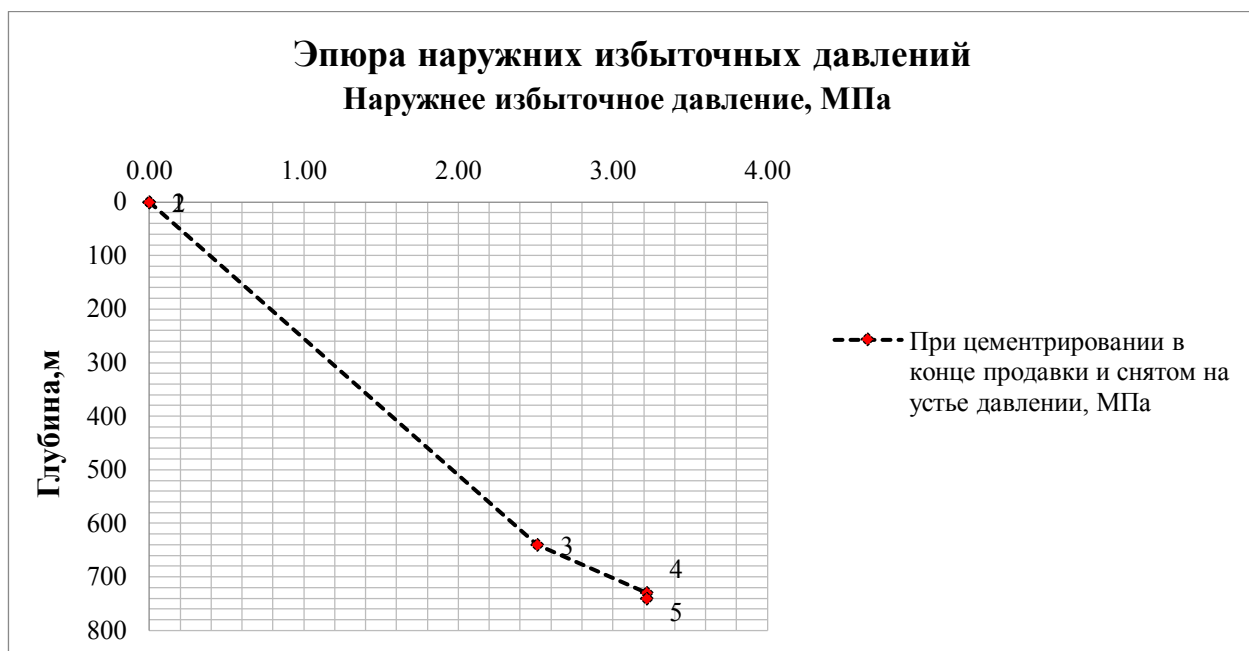


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 6.

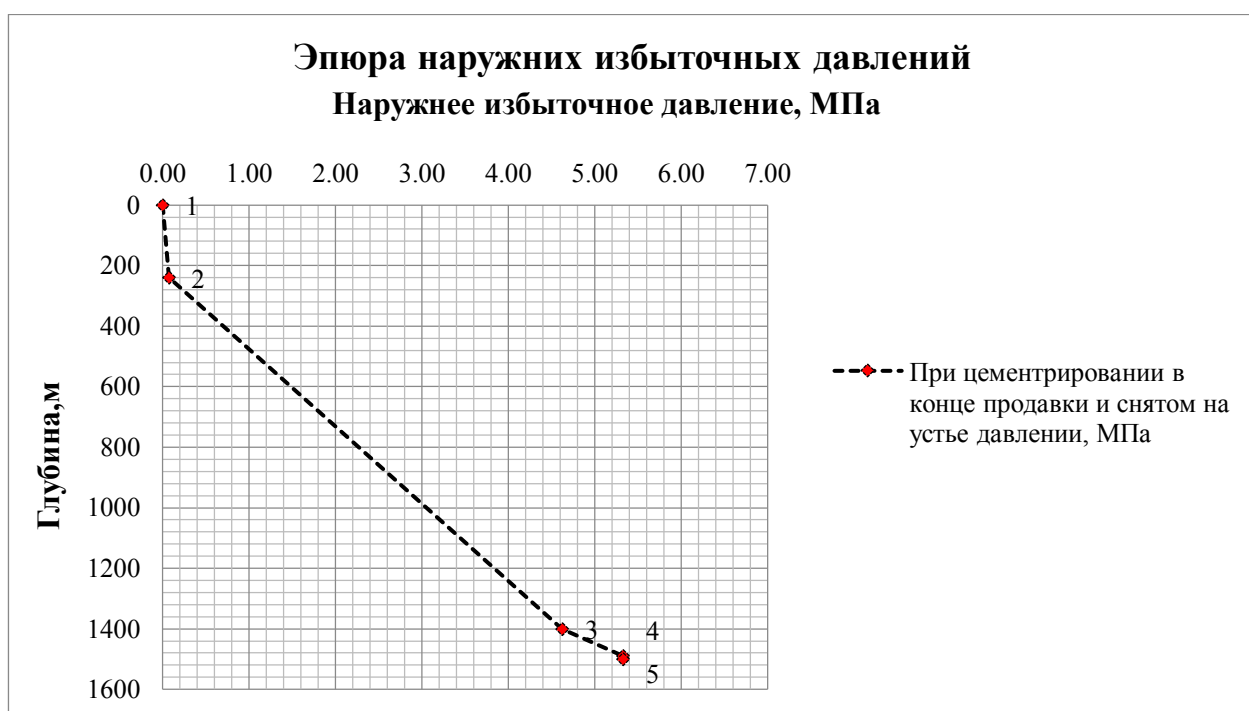


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении и в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7. Для не цементируемой части комбинированной эксплуатационной колонны производится расчет наружных избыточных давлений при испытании на герметичность методом снижения уровня, которому подвергается вся колонна, результат которого также представлен на рисунке 7.

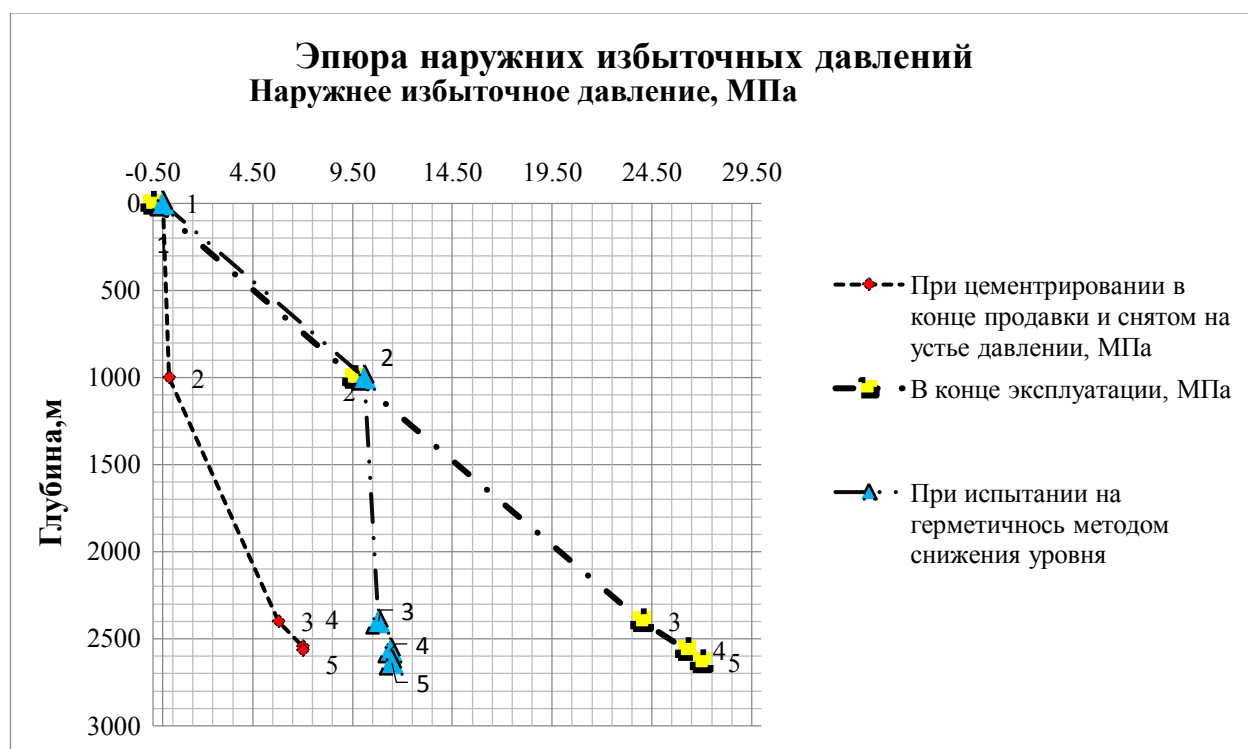


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке

достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

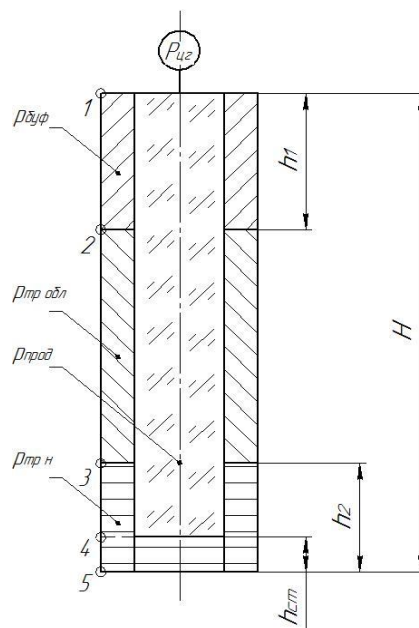


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

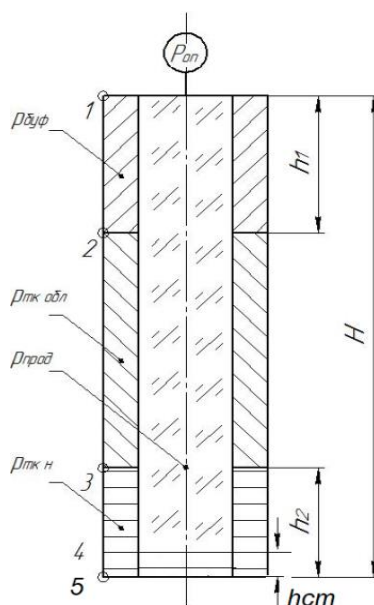


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

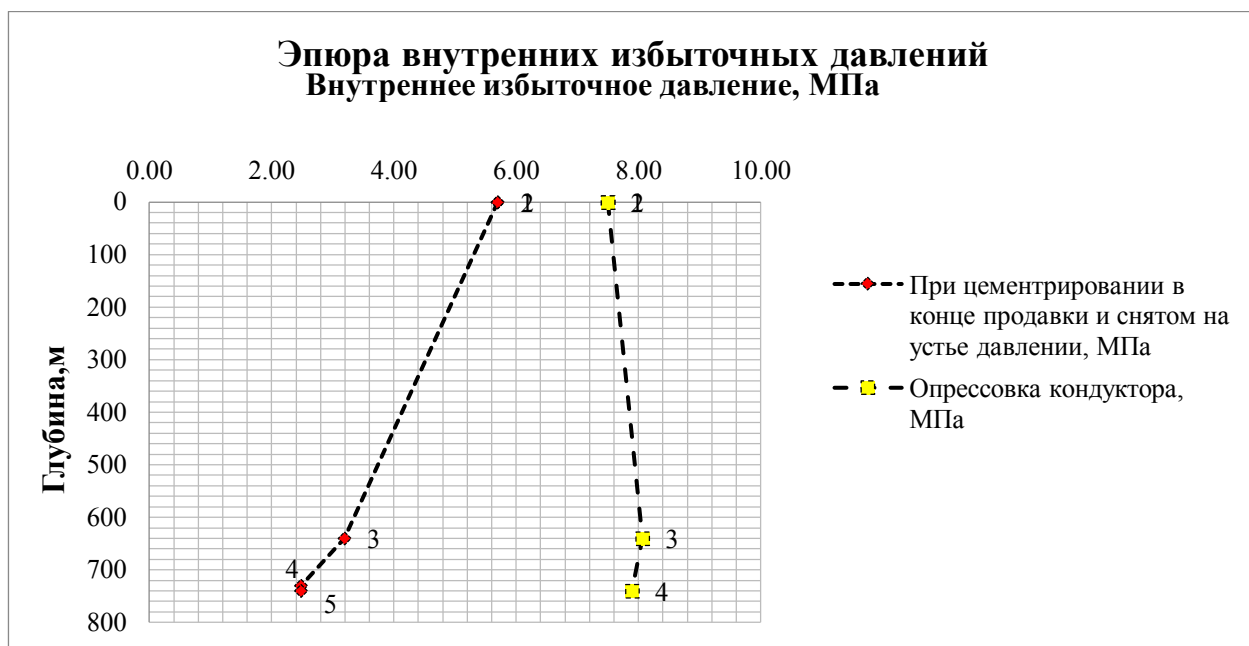


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании технической колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

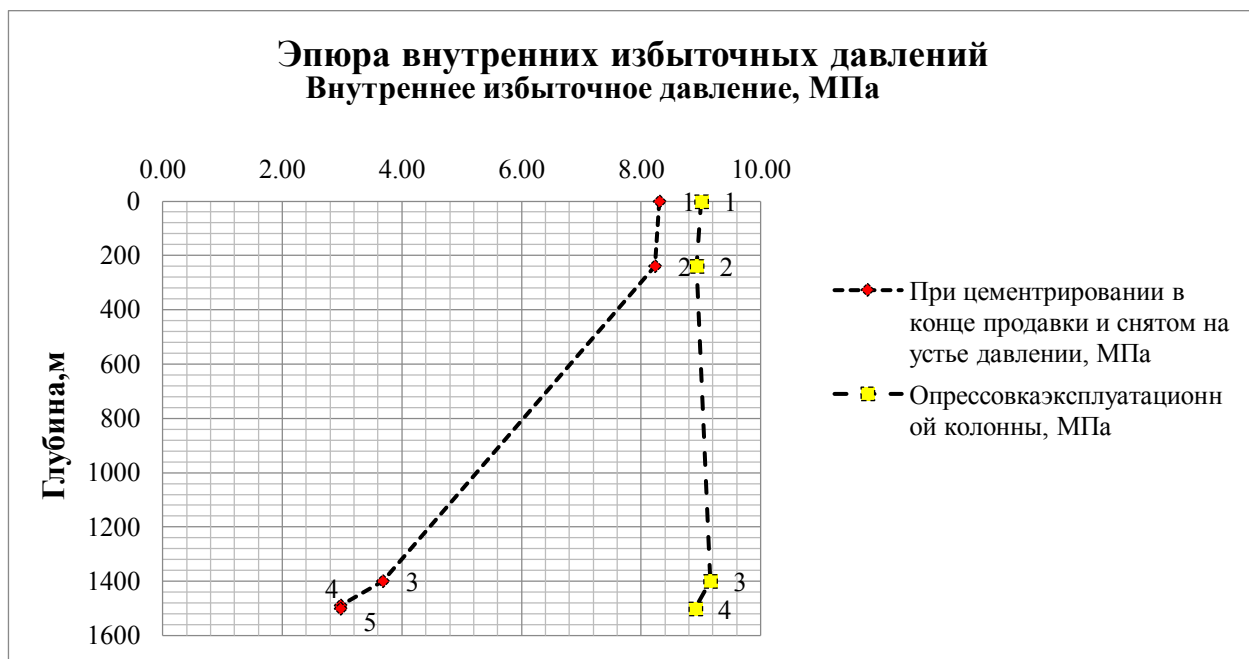


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для технической колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 12.

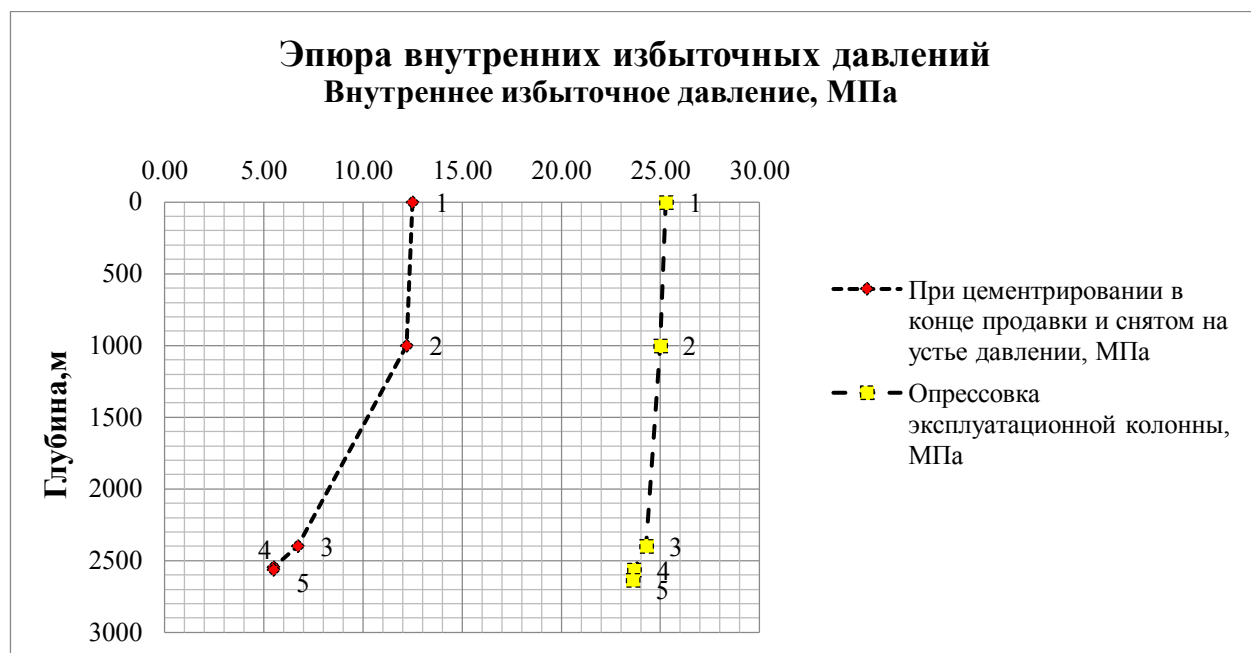


Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Для не цементируемой части производится расчет внутренних избыточных давлений при проверке колонны на ГРП, результат которого представлен на рисунке 13.

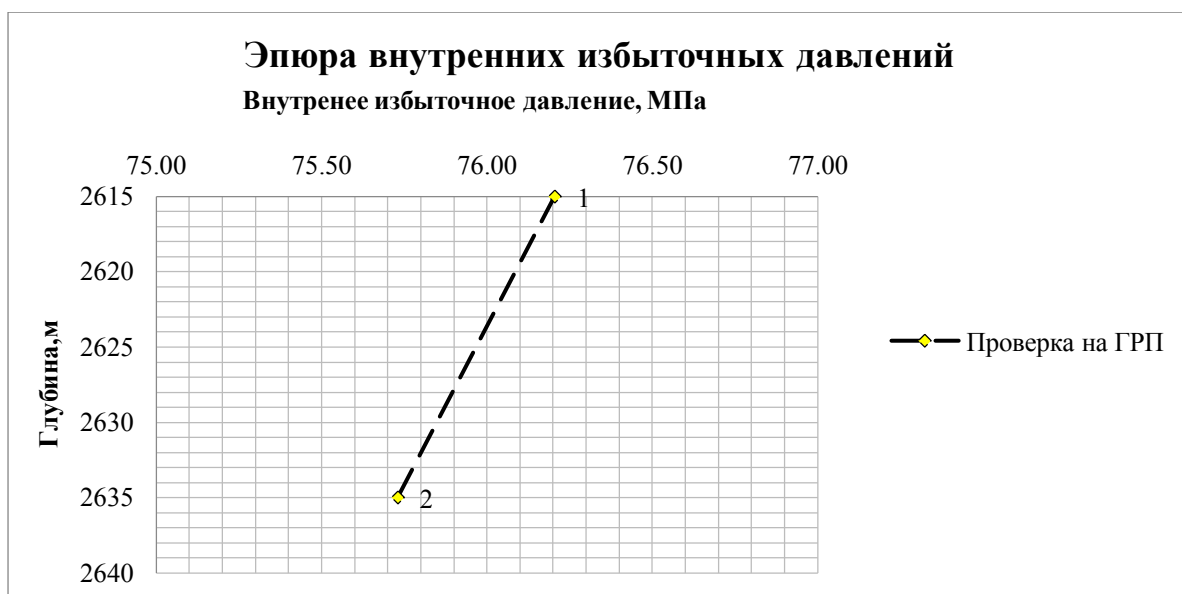


Рисунок 13 – Эпюра внутреннего избыточного давления для не цементируемой части эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Диаметр, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммар- ный	
Направление									
1	Треугольная	426,0	Д	10,0	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор									
1	ОТТМ	323,9	Д	8,5	740	67,2	49728	49728	0-740
Техническая колонна									
1	ОТТМ	244,5	Д	8,9	1554	48,2	74900	74900	0-1554
Эксплуатационная колонна									
1	ОТТМ	139,7	Л	10,5	612	33,4	20440	111883	2805-3417
2	ОТТМ	168,3	Е	8,0	2805	32,6	91833		0-2805

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования эксплуатационной колонны применяется пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ1.168, который состоит из двух объединенных в одно целое устройств: гидравлического пакера и цементирующей муфты. Пакер устанавливается выше места стыка двух секций труб эксплуатационной колонны (выше переходного переводника), что позволяет зацементировать интервал эксплуатационной колонны выше продуктивного пласта и при этом оставить продуктивный горизонт нецементируемым. При манжетном цементировании минимизируется загрязнение продуктивного пласта и сохраняется естественная проницаемость коллектора. Характеристики гидравлического пакера представлены в таблице

Б.5 приложения Б. Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426 (НЕФТЕМАШ)	50	50	1	1
	ЦКОДМ-426 (НЕФТЕМАШ)	40	40	1	1
	ПЦ-426/490 (НЕФТЕМАШ)	50	50	1	6
		45	45	1	
		0	45	4	
	ПРП-Ц-426 (НЕФТЕМАШ)	40	40	1	1
Кондуктор, 323,9	БКМ-324 (НЕФТЕМАШ)	740	740	1	1
	ЦКОДМ-324 (НЕФТЕМАШ)	730	730	1	1
	ЦТГМ-324/394 (НЕФТЕМАШ)	740	740	1	21
		735	735	1	
		90	735	16	
		50	80	3	
	ПЦ-324/394 (НЕФТЕМАШ)	0	50	5	5
	ПРП-Ц-324 (НЕФТЕМАШ)	730	730	1	1
Техническая, 244,5	БКМ-245 (НЕФТЕМАШ)	1554	1554	1	1
	ЦКОДМ-245 (НЕФТЕМАШ)	1544	1544	1	1
	ЦТГ-245/295 (НЕФТЕМАШ)	1554	1554	1	25
		1550	1550	1	
		780	1550	19	
		740	780	4	
	ПЦ-245/295 (НЕФТЕМАШ)	700	740	4	23
		20	700	17	
		0	20	2	
	ПРП-Ц-245 (НЕФТЕМАШ)	1544	1544	1	1

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168,3/139,7	БКП-Вр-140 (БИТ)	3417	3417	1	1
	ЦКОДУ-140 (НЕФТЕМАШ)	3407	3407	1	1
	Муфта гидравлическая (ГРП) МГ-139,7 (Packer-Tools)	2915	3407	5	5
	Набухающий пакер Б-П-НК 140 (БАРБУС)	2916	3407	10	10
	ПЦ-2-140/216 (НЕФТЕМАШ)	3412	3417	2	97
		2915	3407	40	
		2915	3417	50	
		2825	2915	3	
		2805	2825	2	
	Переводник П 168/140 (НЕФТЕМАШ)	2805	2805	1	1
	ПГМЦ1.168 (ЗЭРС)	2802	2802	1	1
	ЦТГ-168/216 (НЕФТЕМАШ)	2782	2802	2	46
		1594	2782	40	
		1554	1594	4	
	ПЦ-2-168/216 (НЕФТЕМАШ)	1514	1554	4	5
		20	1514	29	
		0	20	2	
	ПРП-Ц-Н 168 (НЕФТЕМАШ)	3407	3407	1	1
	ПРП-Ц-В 168 (НЕФТЕМАШ)	2397	2397	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (19)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (20)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{н\ тр}$, $\rho_{тр\ обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в подразделе «Расчет обсадных колонн на прочность».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L, \quad (21)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 26)

L – длина скважины по стволу, м;

Таблица 26 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна
$P_{гс\ кп}$, МПа	0,91	10,60	20,17	32,33
$P_{гд\ кп}$, МПа	0,0325	0,481	0,975	3,3345
$P_{гп}$, МПа	1	14,8	26,35	42,16
Проверка условия	0,9425 < 0,95 (условия выполняется)	11,081 < 14,06 (условия выполняется)	21,146 < 25,03 (условия выполняется)	35,66 < 40,052 (условия выполняется)

На всех интервалах условия выполняются, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{кп.ос.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (22)$$

где $S_{кп.ос.}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, $м^2$;

$V_{кп.}$ – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

t – время контакта, с (принимается равным 600÷720).

$$S_{кп.ос.} = \pi \cdot (D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эkn}^2) / 4, \quad (23)$$

где $D_{экд}$ – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эkn}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объем тампонажного раствора $V_{тр}$ (в $м^3$) определяется как сумма объема кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объема кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объема цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эkn}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{эkn}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эkvн1}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (24)$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эkvн1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м³) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot (d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}) / 4, \quad (25)$$

где $k_{\text{прод}}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

$d_{\text{эк вн}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Результаты расчета объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 28.

2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (26)$$

где $K_{\text{ц}}$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах 1,03÷1,05;

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (27)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным 1,08÷1,10.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ),

являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчета необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготов- ления, м ³	Наимено- вание компонент а	Масса компонента, кг
1	2		3	4	5	6
Направление						
Буферная жидкость	39,14	31,31	1030	30,98	МБП-МВ	469,66
		7,83		7,43	МБП-СМ	547,94
Продавочная жидкость	5,39		1000	5,39	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	—		—	—	—	—
					—	—
Тампонажный раствор нормальной плотности	5,95		1850	4,16	ПЦТ - II - 100	7640
					НТФ	2,44
Кондуктор						
Буферная жидкость	29,30	23,44	1030	23,20	МБП-МВ	351,66
		5,86		5,56	МБП-СМ	410,27
Продавочная жидкость	56,16		1000	56,16	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	43,52		1400	34,53	ПЦТ–III– Об(4-6)-50	34530
					НТФ	17,84

Продолжение таблицы 28

1	2		3	4	5	6
Тампонажный раствор нормальной плотности	7,72		1850	5,39	ПЦТ - II - 50	5390
					НТФ	3,16
Техническая колонна						
Буферная жидкость	16,90	13,52	1030	13,38	МБП-МВ	202,78
		3,38		3,21	МБП-СМ	236,58
Продавочная жидкость	65,88		1000	65,88	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	42,24		1400	33,52	ПЦТ–III–Об(4-6)-100	30750
					НТФ	17,32
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,52		1850	3,16	ПЦТ - II - 100	5790
					НТФ	1,85
Эксплуатационная колонна						
Буферная жидкость	9,88	7,90	1030	7,82	МБП-МВ	118,52
		1,98		1,87	МБП-СМ	138,27
Продавочная жидкость	52,86		1000	52,86	Техническая вода	—
Облегченный тампонажный раствор	35,10		1400	27,85	ПЦТ–III–Об(4-6)-100	25550
					НТФ	14,39
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,05		1850	3,51	ПЦТ - II - 100	6440
					НТФ	2,06

2.4.3.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (28)$$

где $G_{\text{сyx}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин по формуле (28) ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 29 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 29 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	3	1
Техническая колонна	3	1
Эксплуатационная колонна	3	1

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 14.

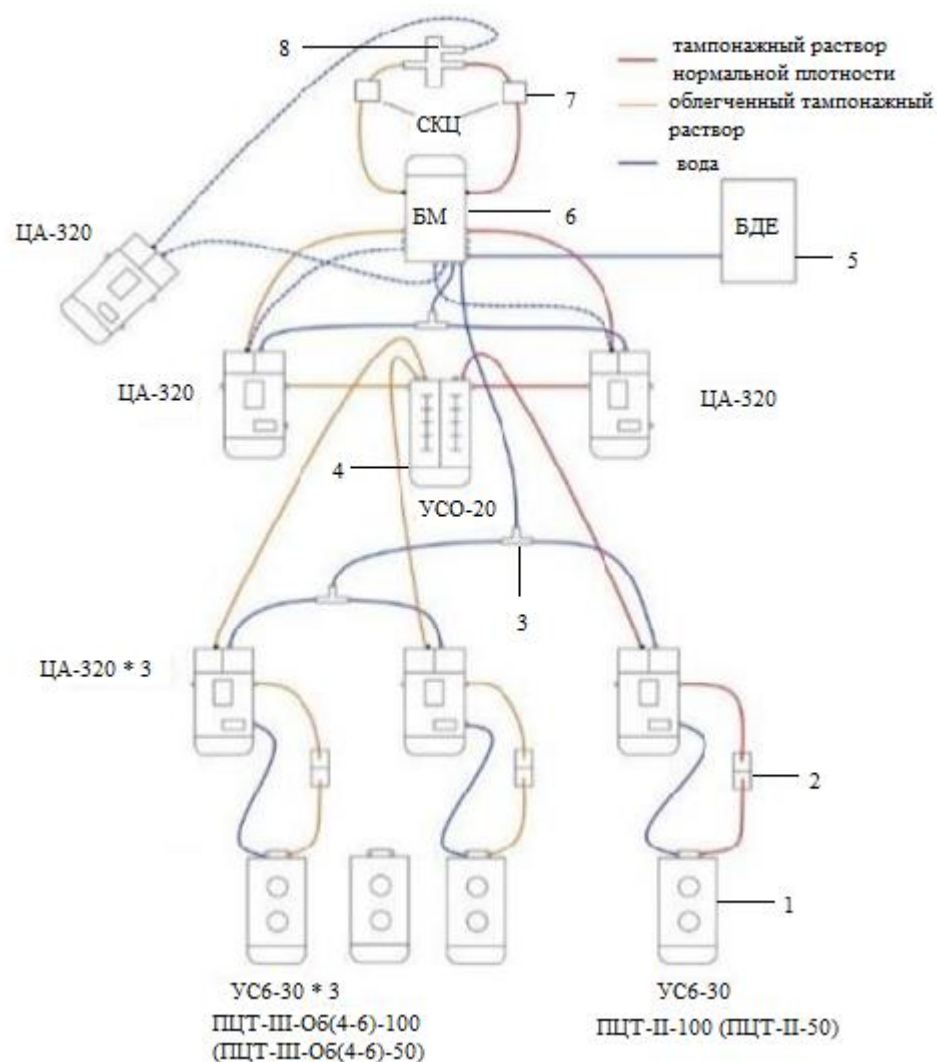


Рисунок 14 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 29.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,07) \cdot 26 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2635} = 1074 \text{ кг / м}^3 \quad (29)$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31[2].

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{168,3} + V_{вн}^{139,7}) \quad (30)$$

где $V_{вн}^{168,3}$ – внутренний объем цементируемой части комбинированной ЭК;
 $V_{вн}^{139,7}$ – внутренний объем не цементируемой части комбинированной ЭК.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{вн}^{168,3} + V_{вн}^{139,7}) = 2 \cdot (51,10 + 6,77) = 115,74, \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Для проведения МГРП на данной скважине используются муфты гидравлическая МГ–139,7. Она спускается в скважину как составляющая часть обсадной колонны. Активация муфты происходит посредством создания определенного давления внутри колонны. Количество муфт проектируется исходя из длины горизонтального участка, которая составляет 502 метра. Муфты устанавливаются с интервалом в 90 метров, то есть необходимо проектировать 5 муфт МГ–139,7. Для разобщения зон МГРП друга от друга в заколонном пространстве используются 2 набухающих пакера Б-П-НК 140 на одну муфту, таким образом, потребуется 10 пакеров. Характеристики муфт ГРП и используемых пакеров представлены в таблицах Б.6 и Б.7 приложения Б соответственно.

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

Поскольку скважина является газовой и устьевое давление при ГРП достигает 700 атм – принимаем фонтанную арматуру по типовой схеме 6, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 70 МПа: арматура фонтанная АФ6-80/65х70.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/250 ЭК-БМЧ. При проведении расчетов также учитывается проектируемый силовой верхний привод от предприятия SLC Group, масса которого составляет 9,8 т. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны с СВП, тс ($Q_{бк} + Q_{свп}$)	109,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$150 > 109,3$
Максимальный вес обсадной колонны с СВП, тс ($Q_{об} + Q_{свп}$)	121,7	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$225 > 121,7$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	158,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/158,2 = 1,58 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

Геолого-технический наряд представлен в приложении Г.

3 Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе

3.1 Разведочные скважины и специфика их бурения на шельфе

Прежде чем приступать к фундаментальным буровым работам – необходимо найти и оценить потенциал месторождения, чтобы в дальнейшем избежать излишних накладных расходов, и вообще оценить окупаемость проекта и его рентабельность в целом [4]. С одной стороны, разведочная скважина, в отличие, например, от эксплуатационной – имеет в своей основе более лёгкие конструкции. Бурить разведочные скважины приходится, как правило, глубже. В анализ месторождений входят такие факторы как: гранулометрический анализ пробы, оценка физических и механических особенностей породы и прочее. Исходя из необходимости многостороннего анализа керна – при бурении разведочных скважин требуется соблюдать более жёсткие технологии и требования к качеству керна. Стандартно это[4]:

1. длина одного рейса не более 3 метров (до 0,5 метра для рассыпных месторождений, до 1 м. для угля и стройматериалов, и 3 м. для структурно-картировочных скважин);
2. отбор керна должен проходить непрерывно;
3. бурение проходит через разные породы, в том числе и разной крепости, т.к. задача разведочной скважины - пройти коренную породу.

При бурении шельфовых разведочных скважин используются следующие типы бурения:

Вибрационный – производится посредством приложения вибрационного воздействия. Этот способ наименее эффективный, в частности по количеству и качеству керна.

Вдавливающий – осуществляется посредством вдавливания, обеспечивает наилучший отбор керна, однако эффективен лишь для небольших диаметров.

Для прохождения коренных пород используется ещё вращательный способ бурения, благодаря которому можно получить керна из коренных пород, приемлемого качества[8].

В целом можно выявить следующие параметры шельфовых скважин:

Глубина: выделяют три типа скважин:

- 1) 50-100 метров;
- 2) 150-250 метров;
- 3) 300-500 метров.

Диаметр скважины (по диаметру обсадных труб):

- 1) в рыхлых отложениях 0,146-0,245м;
- 2) в плотных (коренных) породах 0,057-0,127 м.

Частота вращения породоразрушающего инструмента от 30 до 1000 оборотов/минуту.

Получение данных из скважины осуществляется при непрерывном отборе керна или статистическом зондировании.

Внешние условия – волнение моря не выше 3 метров.

Процесс бурения шельфовой скважины имеет следующие особенности:

- 1) бурение проходит через породы разной крепости;
- 2) бурение осуществляется относительно большим диаметром.

Шельфовое бурение отличается от бурения на суше, оно требует введения дополнительных подготовительных работ и оборудования, сам процесс бурения тоже имеет свои особенности, обусловленные техническими и технологическими особенностями процесса, спецификой пород (например, обводнёность породы), так и рядом внешних (естественных) факторов (которые отсутствуют на суше), которые в том числе способствуют снижению эффективности подводного бурения в целом. Естественные факторы включают в себя группу факторов, которые обусловлены спецификой среды, в которой

происходит технологический процесс. В частности, косвенное влияние естественных факторов состоит в том, что они налагают определённые условия и на технику, и на организацию и проведение работ, влияя на весь процесс бурения [9,12].

К естественным условиям относятся такие факторы как: гидрологические, метеорологические, геологические и геоморфологические.

Гидрологические и метеорологические условия представляют собой группу связанных факторов, которые в совокупности определяют такие факторы как: скорость течений, температурный режим, высоту волн, видимость, атмосферные осадки (метели, дожди, туманы) [7,9].

Высота волн является значимым фактором, т.к. волны обуславливают движение буровой платформы, способствует перемещению инструментов, развитию морской болезни у персонала установки. Даже если платформа стационарная, то она систематически подвергается ударам волн, которые воздействуют на конструкцию более агрессивно, чем, например, ветер на суше, поэтому к такой конструкции предъявляются более высокие инженерные требования, кроме того она требует более регулярного и тщательного осмотра и прочих вложений для поддержания в эксплуатационном состоянии [7,9].

Отрицательные температуры вблизи воды обуславливают обледенение оборудования, что в свою очередь требует больше времени и трудозатрат на приведение оборудования в состояние готовности.

Атмосферные осадки, а особенно туманы и метели способствуют снижению видимости, что может вызывать дополнительные трудности в процессе работы установки, и иногда требует прерывание работ.

Также следует обратить внимание на ледовую обстановку, которая является обязательным фактором шельфового бурения в арктических морях. Лёд характеризуется толщиной и подвижками. В ряде случаев арктическое шельфовое бурение возможно лишь в отдельные периоды года, когда толщина льда минимальная.

Группа геоморфологических условий для морского бурения носит отличия от схожих условий на суше. Шельфовая зона в большинстве случаев характеризуется уклоном, причём уклон увеличивается с ростом глубины дна.

Подстилающая поверхность также неоднородна, здесь преобладают песок, глина и ракушечник, перемежающиеся с выходами скальных пород (часто образуют рифы). Большое значение также имеет глубина залегания дна, очертания береговой линии.

Горно-геологические условия представлены группой условий, характеризующих физические свойства и мощность пород, через которые проходит процесс бурения. Физико-механические свойства горных пород и геологическое строение месторождения также являются частью горно-геологических условий, их особенности в сравнении с сухопутными условиями минимальны [6].

Таблица 31 – Различия разработки шельфовых и сухопутных месторождений

Шельфовые месторождения	Сухопутные месторождения
Сбор продуктов бурения в случае разлива затруднён	В случае разлива продуктов бурения возможен их сбор
Транспорт продуктов бурения осуществляется за счёт спец. судов (танкеры)	Необходим трубопроводный транспорт
Перегрев оборудования исключён, т.к. вода для охлаждения присутствует в избытке	Возможен перегрев оборудования при дефиците воды
Волновые нагрузки и качка затрудняют бурение	Качка и волновая нагрузка отсутствуют
Визуальное наблюдение за процессом бурения затруднительно	Визуальное наблюдение за процессом бурения

3.2 Способы бурения на шельфе

Способы бурения на шельфе определяются разными технологиями забуривания, т.к. под водой это сделать проблематично, особенно на больших глубинах. Шельфовые буровые платформы делятся на следующие [3,4]:

- 1) искусственный остров;

- 2) морская стационарная (погружная) установка;
- 3) самоподъёмная плавучая буровая установка;
- 4) полупогружная буровая установка;
- 5) буровые плавсредства.

Наиболее фундаментальной конструкцией является установка типа "искусственный остров". Эти установки выгодно отличаются от прочих своей устойчивостью, что позволяет вести бурение с надводным расположением устья, а также площадью. Главные преимущества насыпной платформы это экологичность, поскольку локализация продуктов бурения здесь более удобная в сравнении с другими типами, и экономия на материалах. Однако, используемость насыпных платформ ограничена их недостатками. В частности, это высокая стоимость насыпных (и укрепительных) работ и полное отсутствие возможности передвижения. По этой причине, такие установки строятся на мелководье. Кроме того, насыпные острова немобильны, а это значит, что по окончании процесса бурения и добычи - конструкция оказывается невостребованной и выводится из эксплуатационного и экономического оборота.



Рисунок 15 – Буровой остров «Нортстар» (США)

Другим типом шельфовой установки, которая также позволяет вести бурение с надводным расположением устья – является морская стационарная платформа. Данный тип нефтеплатформы экономически выгодно

устанавливать на глубинах от 14 до 500 метров. Конструктивно МСП состоит из буровой вышки, верхних строений, опорного блока и фундамента. Платформа буксируется до места работ, а в течение всего жизненного цикла остается неподвижной. Расчётные нагрузки позволяют выдерживать давление ледяных глыб и низких температур (в условиях арктического бурения). Установка также снабжена необходимой инфраструктурой для автономной работы. Буровые установки, применяемые на таких платформах, используются для кустового бурения эксплуатационных скважин. В случае необходимости буровая вышка может быть демонтирована и заменена оборудованием для проведения скважинных работ. Достоинствами данной платформы являются автономность и меньшая подверженность волновым нагрузкам. Главный недостаток – отсутствие возможности самостоятельного передвижения.



Рисунок 16 – МЛСП «Приразломная» (Россия)

Самоподъёмная плавучая буровая установка используется при бурении на относительно небольших глубинах, до 120 м. Основой этой конструкции является плавучий понтон, который зачастую не имеет свой двигатель, он буксируется в зону бурения, затем на дно опускаются специальные ноги-сваи, в количестве от трех до восьми, которые обеспечивают стабильность позиционирования платформы относительно морского дна. Широкое распространение получили платформы на трех опорах, поскольку это минимальное количество для обеспечения устойчивого положения и с увеличением глубины моря снижается металлоёмкость сооружения, в связи с

рентабельностью постройки. При буксировке самоподъёмных буровых платформ на маршруте должны быть предусмотрены гавани, защищённые от волнения и ветров, на случай отстоя при неблагоприятных метеоусловиях. Данный тип нефтеплатформ сильно зависит от несущей способности грунта.



Рисунок 17 – СПБУ «Арктическая» (Россия)

При значительных глубинах залегания морского дна приходится осуществлять бурение с подводным расположением устья. К таким установкам относится, например, полупогружная плавучая установка. Такие установки используются для бурения на глубинах моря до 3000 метров. Эти установки являются мобильными, их можно буксировать в необходимое место, некоторые модели снабжены собственными двигателями, которые нужны не только для перемещения, но и для обеспечения точного позиционирования при бурении. В случае допустимой глубины она ставится на якоря или растяжные опоры. При постановке полупогружной платформы в рабочее положение проводится частичное затопление понтонов, при этом происходит уменьшение протяжённости ватерлинии, в результате чего волновая нагрузка на платформу в целом снижается, а её стабильность возрастает.



Рисунок 18 – ППБУ «Северное сияния» (Россия)

К отдельному типу буровых оснований относятся буровые суда, которые являются моторизированными разновидностями буровых установок и обладают большой грузоподъемностью, в следствии чего они могут самостоятельно перевозить необходимые элементы и материал для бурения. Такие суда применяются в удалённых акваториях, и позволяют обходиться без использования вспомогательных судов. Современные суда оснащены новейшими и передовыми системами динамического позиционирования, которые автоматически контролируют положение судно. Частным случаем бурового судна является буровая баржа. Такие платформы используются на первичных стадиях разработки скважины, а также для бурения на мелководье, или в заболоченной местности. Такая баржа имеет затапливаемый понтон, который опускается на дно в зоне бурения и используется как основание для буровой вышки.



Рисунок 19 – Буровое судно «Валентин Шашин» (Россия)

Также следует упомянуть и о вспомогательных судах. Вспомогательные суда осуществляют транспортировки грузов, ГСМ, продуктов бурения, человеческих ресурсов. Они применяются в связке, практически со всеми типами шельфовых платформ, однако, особенно важно их значение при обслуживании дешёвых платформ, которые в силу своих особенностей не имеют собственной инфраструктуры обеспечения. В этом случае подобную инфраструктуру обеспечивает вставшее вблизи платформы на якорь вспомогательное судно.

В заключении можно сделать вывод, что шельфовое бурение является перспективным направлением развития добычи подземных ресурсов, но в то же время бурение в подводных условиях более трудоёмко и требует больших первоначальных вложений и более тщательных расчётов факторами. Существует множество интересных конструкций и технологических решений, позволяющих успешно разрабатывать месторождения в нехарактерных для человека условиях. Сегодня шельфовое бурение активно развивается, тем не менее, даже сегодня каждый новый этап развития требует применения новых решений и поисков технических и технологических средств.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

В 1961 году в Западной Сибири велись планомерные геологоразведочные работы, в результате чего было открыто крупнейшее нефтяное месторождение на данной территории – Усть-Балыкское. В феврале 1966 года здесь было создано одно из самых крупных предприятий региона – нефтепромысловое управление «Юганскнефть», позже преобразованное в нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть». В 60 – 70-е годы прошлого века в регионе вводились в эксплуатацию новые крупные месторождения. Объемы бурения и добычи росли, а предприятие уже не отвечало по своей структуре современным требованиям. И в 1977 году министром нефтяной промышленности Мальцевым Николаем Алексеевичем был подписан приказ о создании производственного объединения «Юганскнефтегаз». В его состав вошли 22 предприятия: нефтегазодобывающие управления, управления буровых работ, вышкомонтажное управление, тампонажная контора, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания, строительный трест, жилищно-коммунальные конторы.

Сегодня компания является ведущим добывающим предприятием НК «Роснефти» и одним из самых крупных нефтедобывающих предприятия России. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров. Численность персонала составляет 16,6 тысяч человек. В 2019 году предприятием добыто более 69,5 млн тонн нефти. Действующий фонд составляет порядка 20 тыс. скважин, из них свыше 13 тыс. - добывающие. В

октябре 2019 г. с начала разработки месторождений (с 1964 года) накопленная добыча «РН-Юганскнефтегаз» составила 2 млрд 400 млн тонн нефти. В июле 2019 года предприятие установило абсолютный исторический рекорд по суточной добыче нефти - 198,008 тыс. тонн [13].

4.1.2 Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

- 1) подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
- 2) подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
- 3) подразделение главного геолога;
- 4) подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
- 5) подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- 6) подразделение заместителя генерального директора по МТО;
- 7) подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- 8) подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- 9) подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- 10) подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок состоит из четырех управлений:

- 1) главное управление добычи нефти и газа;
- 2) управление по подготовке нефти и газа;

- 3) управление поддержания пластового давления (ППД);
- 4) управление эксплуатации трубопроводов.

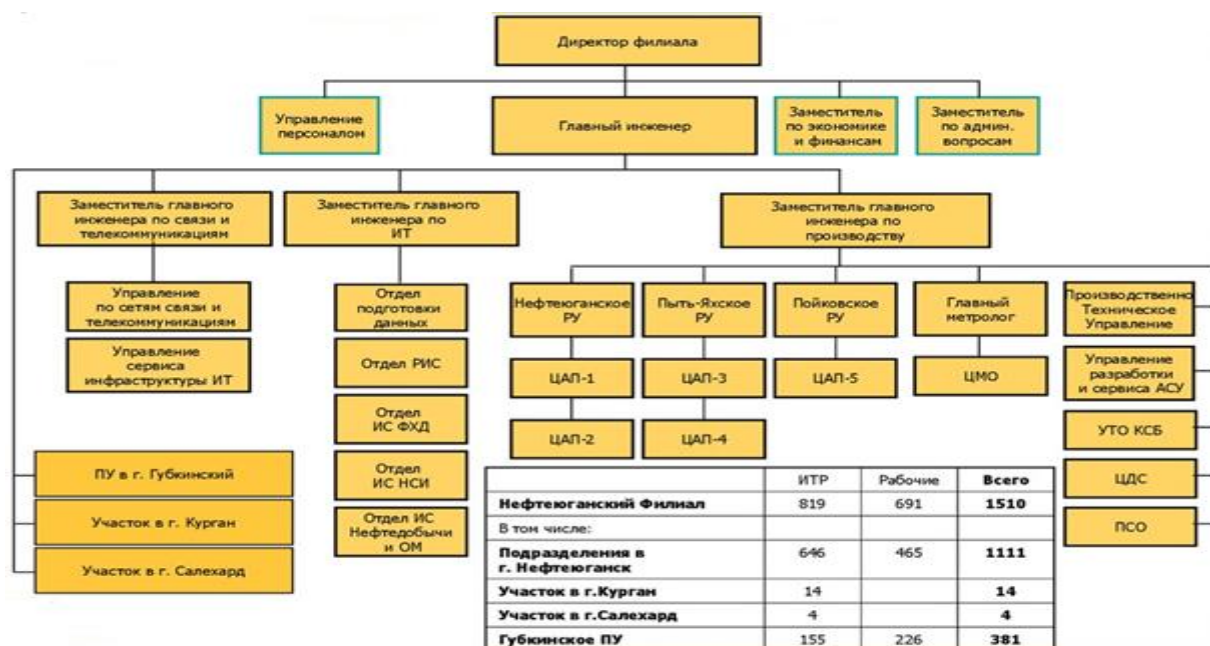


Рисунок 20 – Организационная структура «РН-Юганскнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекта;

- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (32)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (33)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (34)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (35)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (36)$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (37)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (38)$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (39)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м}, \quad (40)$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты расчета механической, рейсовой, коммерческой скоростей и средней проходки представлены в таблице 32.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [14;15]:

Таблица 32 – Результаты расчета механической, рейсовой, коммерческой скоростей и средней проходки

Параметр	Значение параметра
Механическая скорость бурения, м/час	15,74
Рейсовая скорость бурения, м/час	13,6
Коммерческая скорость, м/ст.мес	4740,35
Средняя проходка на долото по скважине, м	683,4

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы 519 часов (22 дня).

Таблица 33 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	
Вышкомонтажная	56				
Бурения	22				
Испытания	10				

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Себестоимость строительства скважины определяется затратами средств на все установленные работы по сооружению скважины. Для расчета себестоимости необходимо определить:

- 1) объем буровых работ в сметных ценах;
- 2) накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
- 3) свод затрат по строительству скважин.

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.2 приложения В [16].

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице В.3 приложения В [16].

Сводный сметный расчет представлен в таблице В.4 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с невозможностью обеспечения ежедневного возвращения работников к месту постоянного проживания – организовывается вахтовый метод трудового процесса [18].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца [19;20].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности полагаются районный коэффициент (1,5 для места проведения работ по проекту), процентные надбавки, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск и пр. [21].

Производственное оборудование с групповыми рабочими местами и заданным темпом передачи предмета труда с одного рабочего места на другое должно обеспечивать возможность изменения темпа выполнения трудовых действий в соответствии с динамикой работоспособности человека в течение смены и особенностями трудовых действий в пределах $\pm 20\%$ от заданного темпа, если, исходя из технологических требований, темп не должен быть постоянным [22]. Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон [23].

При проектировании в состав буровой установки силового верхнего бурильщик ведет работу в специальном кресле, конструкция которого должна

обеспечивать выполнений трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Также при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [24].

Организация рабочих мест, оборудованных персональными электронно-вычислительными машинами с видеодисплейными терминалами (вагон-дом станции ГТИ и вагон-дом мастера) соответствует требованиям п.10.18 СП2.2.2.1327-03[25].

5.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные.

Таблица 34 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 [26]
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [27]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 [28]
4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [29]
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 [30]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации и шума (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использоваться средства индивидуальной защиты (виброрукавицы, виброгасящие коврики), производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90[26].

Таблица 35 – Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, м·10 ⁻³	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
2	1,4	0,57
4	0,25	0,1
8	0,063	0,025
16	0,0282	0,112
31,5	0,0141	0,0056
63	0,0072	0,0028

5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

При выполнении всех видов работ на буровой установке производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малошумные машины и звукопоглощающие облицовки) [27].

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [28]:

- роторного ствола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;

- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк;
- люльки верхового рабочего 25 лк;
- лебедки 75 лк;
- буровые насосы – 25 лк.

5.2.1.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 [29]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В местах, с повышенной концентрацией вредных веществ, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами, а в местах, с повышенной запыленностью – противопыльными респираторами.

5.2.1.5 Движущиеся части и механизмы

На буровой установке персонал при ведении работ находится близко или контактирует с опасными механизмами и оборудованием, в результате чего возможно получение травмы. Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации, а также при ремонте или обслуживании.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих, если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций [30].

5.3 Экологическая безопасность

Строительство скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, которое может проявляться в загрязнении почв, грунтов, подземных вод, атмосферного воздуха и др.

5.3.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП [31]. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР [32].

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.3.2 Защита гидросферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [33]:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых

отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;

- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выжидать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

5.3.3 Защита литосферы

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [34]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[31]. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [35]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям на буровой установке можно отнести: газонефтеводопроявления, а в последствии пожары и взрывы на буровой и её падение, взрывы горюче-смазочных материалов, лесные пожары.

Наиболее распространенной и опасной чрезвычайной ситуацией является газонефтеводопроявление, которое может перейти в открытое фонтанирование. В результате открытого фонтанирования происходит потеря бурового и другого оборудования, потеря самой скважины, загрязнение окружающей среды. Основной причиной ГНВП является снижение избыточного давления столба бурового раствора на пласт.

Для предупреждения ГНВП при бурении необходимо производить:

- правильный выбор конструкции скважины;
- контроль и проверку правильности монтажа ПВО;
- регулярное техническое обслуживание ПВО;
- поддержание проектной плотности бурового раствора;
- проектирование в компоновку шарового крана (для оперативного перекрытия трубного пространства в случае начала ГНВП);
- инструктажи и тренировки персонала согласно плану (сигнал «Выброс»).

При обнаружении ГНВП первый, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады. Бурильщик герметизирует устье скважины, сообщает супервайзеру, назначает дежурных. Все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера или супервайзера.

В случае открытого фонтанирования необходимо отключить электричество, потушить открытый огонь, оповестить фонтанные службы, ограничить передвижение в опасной зоне, вывесить предупреждающие знаки, эвакуировать персонал, оказать помощь раненым.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонны глубиной 3417 метров на газовом месторождении Тюменской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны на данную глубину, кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора. Для исключения целого этапа работ в цикле бурения скважины – спуск и крепление 140 мм эксплуатационной колонны, проектируется комбинированная эксплуатационная колонна 168,3/139,7 мм. Для сохранения коллекторских свойств, уменьшения финансовых и временных затрат на крепление колонны выбран забой открытого типа.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и техническую колонну проектируется ВЗД одного типоразмера и вида ДРУ-240РС, который обеспечит бурение вертикального ствола в кондукторе, участки набора угла и стабилизации в интервале технической колонны. Для бурения интервала под ЭК проектируется РУС PowerDrive vortex 675, которая обеспечит высокое качество ствола, минимальную извилистость, позволит улучшить условия очистки ствола наряду с непрерывным вращением всей бурильной колонны. Поскольку интервалы бурения под направление и кондуктор являются вертикальными, то для их бурения выбраны трехшарошечные долота, которые обеспечат вертикальность ствола и устойчивое положение инструмента на забое. Для бурения интервалов под ТК и ЭК выбраны долота PDC. Данные долота облегчают процесс искривления скважины и обладают повышенным моторесурсом. Для контроля процесса

искривления траектории скважины в КНБК запроектирована телесистема Telescope 675.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор и ТК запроектированы полимерные буровые растворы, которые предотвратят набухание глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого входит ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Эксплуатационная колонна дополнительно подвергается проверке на герметичность методом снижения уровня жидкости. Не цементируемая часть подвергается проверке на ГРП. В интервал продуктивного пласта спускаются обсадные трубы группой прочности Л, данный выбор обусловлен требуемой прочностью труб для реализации МГРП, для проведения которого создается давление 700 атм. Второй секцией ЭК спускаются трубы с группой прочности Е, ввиду равнозначной стоимости с трубой группой прочности Д, которая обладает подобными прочностными характеристиками, также использование труб с меньшей толщиной стенки облегчает спуск обсадной колонны и позволяет увеличить проходной диаметр. Ввиду большого коэффициента кавернозности в оснастку обсадных труб проектируются центраторы-турбулизаторы, которые центрируют колонну в скважине и обеспечивают турбулизацию потока тампонажного раствора в затрубном пространстве, что повышает качество цементирования. Также для облегчения процесса спуска ЭК проектируется вращающийся башмак колонный. Для манжетного цементирования комбинированной ЭК используется пакер гидравлический, в состав которого входит МСЦ, ПГМЦ1.168, который позволит оставить 140 мм колонну не зацементированной. В качестве буферной жидкости используются порошки двух видов: МБП-СМ и МБП-МВ. Первый обладает хорошей моющей

способностью, второй обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Интенсификация притока осуществляется путем проведения многостадийного ГРП, который повышает площадь дренирования скважины и увеличивает дебит продуктивного пласта.

В ходе анализа технологии строительства разведочных скважин на шельфе были изучены основные параметры и особенности шельфовых скважин, главные различия сооружения скважин на суше и шельфе, например, бурение происходит в условиях колебаний моря и в процессе сооружения скважин на море действуют относительно меньшие значения горных давлений, чем на суше. Также были определены наиболее распространённые способы бурения, которые главным образом отличаются по виду рабочего положения (морские нефтегазовые платформы, опирающиеся или не опирающиеся на дно моря).

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Ахмеджанов Т.К., Ыскак А.С. Освоение шельфовых месторождений: Учеб.пособие. – Алматы: КазНТУ, 2008 – 259 с.
5. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на арктическом шельфе: учебное пособие / В. Г. Кузнецов, Н. Е. Щербич, А. И. Сазонов, С. Е. Кузьменко. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 53 с
6. Малюков В.П., Федин В.Д. Защита окружающей среды при разработке приразломного нефтяного месторождения на шельфе печерского моря. Горны информационно-технический бюллетень. 2018 №5 с. 95-101
7. Ощинин В.П. Комплекс технических средств для изыскательских работ на шельфе арктических морей. Записки Горного института Тм 197. С-Пб – 2012. С. 46-49
8. Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С: Морские буровые моноопорные основания. Теоретические основы проектирования и эксплуатации: М. Недра-Бизнесцентр: 2002 312 с.
9. Скрыпник С.Г. Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М. Недра, 1982.

10. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти // Вестник Евразийской науки, 2018 №2, URL: <https://esj.today/PDF/53NZVN218.pdf> (доступ свободный).
11. Шелковников И.Г., Кабанов О.В., Коровин С.К., Русаков Е.А. Перспективы применения подводных буровых станков разведочного бурения. Записки горного института Том 157, – С-пб, 2004 С. 201-204.
12. Промышленный портал PROMZN.RU [Электронный ресурс]/Как производится бурение подводных скважин в море, 2017. URL: <https://promzn.ru>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ. Дата обращения: 12.03.2020 г.
13. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть» https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177133/v04_2007.pdf
14. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
15. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
16. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х
17. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.
18. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.
19. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты.
20. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.
21. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
22. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.
23. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

24. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту.
25. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
27. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
28. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
29. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.
31. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
32. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
34. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол		ази-мута	
				град.	мин.	град.	
0	40	четвертичные отл.	Q	—	—	—	1,3
40	90	туртасская свита	P _{2/3}	—	—	—	1,3
90	195	новомихайловская свита	P _{2/3}	—	—	—	1,3
195	255	атлымская свита	P _{1/3}	—	—	—	1,3
255	470	тавдинская свита	P _{1/3} – P _{3/2}	—	—	—	1,3
470	690	люлинворская свита	P _{3/2} – P _{1/2}	—	—	—	1,3
690	820	талицкая свита	P ₁	—	—	—	1,25
820	990	ганькинская свита	K ₂	—	—	—	1,25
990	1100	берёзовская свита	K ₂	—	—	—	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K ₂	—	—	—	1,25
1130	1550	уватская свита	K ₂	—	до 30	—	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K ₁	—	до 30	—	1,25
1740	2015	викуловская свита	K ₁	—	до 30	—	1,25
2015	2200	алымская свита	K ₁	—	до 30	—	1,25
2200	2700	сангопайская свита	K ₁	—	до 30	—	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P _{2/3}	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{2/3}	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{1/3}	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{1/3} – P _{3/2}	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{3/2} - P _{1/2}	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые
P ₁	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоковидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
K ₂ – K ₁	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало- зернистые с прослоями аргиллитов темно- серых
K ₁	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K ₁	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ния	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Твёрдость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
К ₂ - К ₁	1130	2015	песок, песчаник	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14- 23,4	1,2- 4,0	III- VIII	МС, С
К ₁ (АС ₁₀)	2400	2450	песчаник	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14- 23,4	1,2- 4,0	III- VIII	С
К ₁ (АС ₁₁)	2460	2510	песчаник	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14- 23,4	1,2- 4,0	III- VIII	С
К ₁ (АС ₁₂)	2515	2700	песчаник	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14- 23,4	1,2- 4,0	III- VIII	С

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	—
1110	1550		
1550	2700		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	—
2015	2700	Сужение ствола скважины	—

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

Таблица Б.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		6-интервальный, с горизонтальным участком									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2635		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,4	
Глубина кровли продуктивного пласта, м				2615		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				2,8	
Отход скважины, м				1500		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м				0,44	
Длина интервала бурения по пласту, м				500		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				29,8	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				90		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				80	
Расчетные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м			Зенитный угол, град		Отход, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	632	632	0	632	635	0,0	0,0	0	0	0
2	632	1350	718	632	1383,4	751,4	0,0	29,8	0	191,05	191,05
3	1350	2515	1165	1383,4	2726	1342,6	29,8	29,8	191,05	858,25	667,2
4	2515	2615	100	2726	2905,6	179,6	29,8	80,0	858,25	1000,53	142,28
5	2615	2635	20	2905,6	3135,3	229,7	80,0	90,0	1000,53	1229,13	228,6
6	2635	2635	0	3135,3	3417	281,7	90,0	90,0	1229,13	1500	270,13
Итого	Σ		2635	Σ		3417	—	—	Σ		1500

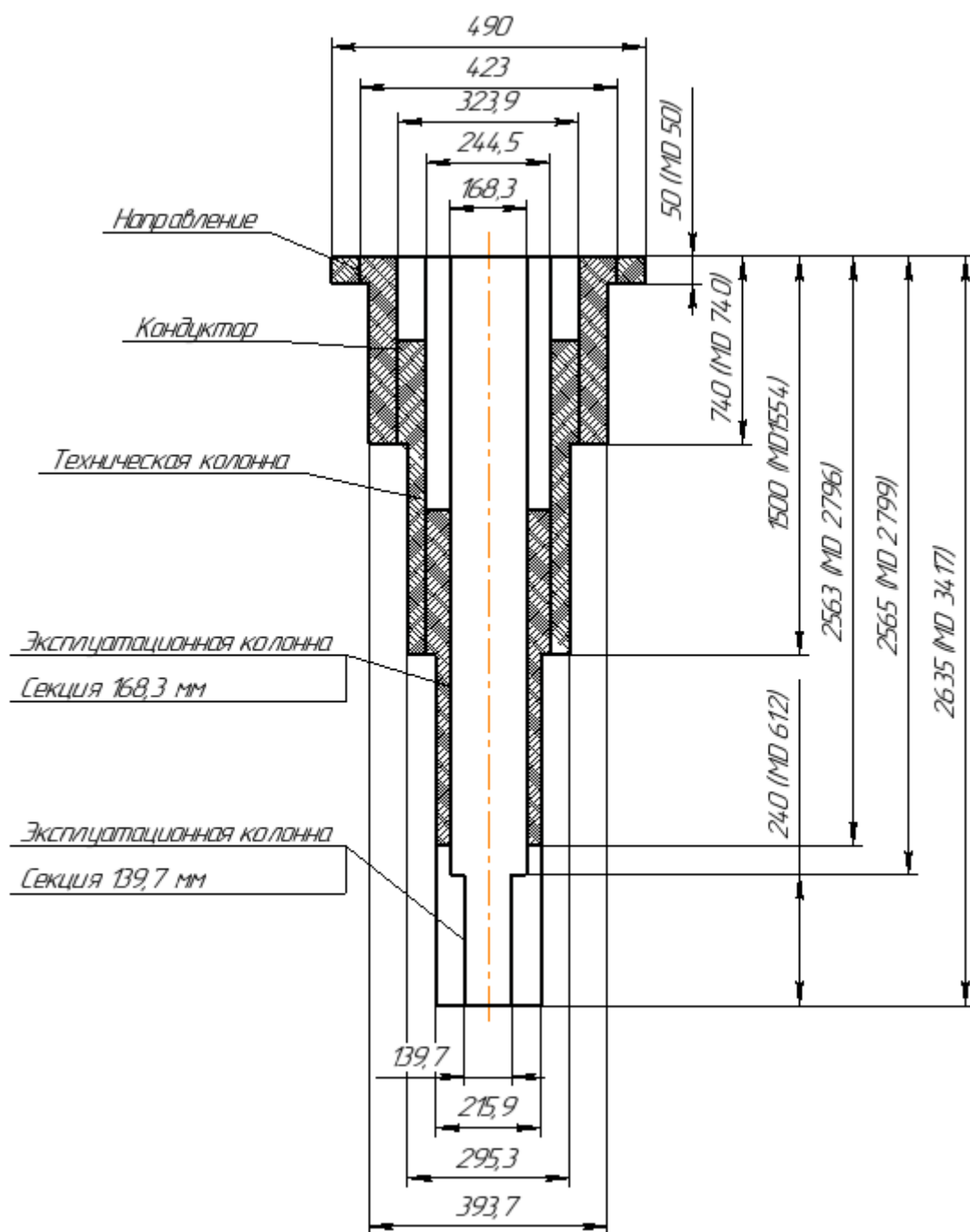


Рисунок Б.1 – Конструкция скважины

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-50 м)							
1	490,0 GRD213	0,63	490,0	–	3-152	Ниппель	0,300
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M177xM171	0,52	241	56	3-177	Муфта	0,176
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 МС	1,15	490	100	3-171	Ниппель	0,560
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/181	0,523	229	101	3-171	Ниппель	0,099
					3-181	Муфта	
5	УБТ245	24	245	135	3-181	Ниппель	6,408
					3-181	Муфта	
6	Переводник П-181/133	0,538	203	101	3-181	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9 Л	23	127	108,6	3-133	Ниппель	0,723
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (50–740 м)							
1	393,7 GRD213	0,3	393,7	–	3-152	Ниппель	0,035
2	Наддолотный Переводник Sperry Drilling M152xM171	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,180
					3-171	Муфта	
3	К 393,7 МС	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	0,473
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ДРУ-240РС	8,487	240	—	3-171	Ниппель	2,350
					3-163	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Переводник П-163/171	0,538	229	127	3-163	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
8	К 393,7 МС	1,3	393,7	80	3-171	Ниппель	0,473
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-171/88	0,350	203	58	3-171	Ниппель	0,043
					3-88	Муфта	
10	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
11	УБТ178х90	48	178	90	3-147	Ниппель	6,9792
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	ПК-129х9 Л	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	21,18277
					3-133	Муфта	
Бурение под техническую колонну (740–1554)							
1	TD-295,SVD 616-T1.2	0,3	220,7	—	3-152	Ниппель	0,025
2	Переводник М-152/152	0,391	197	101	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Калибратор К 295,3 МС	1,3	295,3	80	3-152	Ниппель	0,058
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-152	Ниппель	0,068
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	8,487	240	–	3-171	Ниппель	2,350
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,098
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,103
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/88	0,517	203	101	3-163	Ниппель	0,053
					3-88	Муфта	
9	ЗТС Telescope 675	7,53	172	120	3-88	Ниппель	0,946
					3-88	Муфта	
10	Переводник П-88/147	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
11	НУБТ-172 Weatherford	18,9	172	83	3-147	Ниппель	3,200
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
13	Яс SJ-172	5,6	172	72	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
14	Переводник П-133/147	0,52	0,178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	УБТ178*90	24	178	88	3-147	Ниппель	3,4896
					3-147	Муфта	
16	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	47,477
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (1554–3417)							
1	215,9 ViM613	0,336	215,9	–	3-117	Ниппель	0,115
2	Переводник М-117/117	0,356	146	78	3-117	Муфта	0,040
					3-117	Муфта	
3	Калибратор К 215,9 МС	0,44	215,9	78	3-117	Ниппель	0,050
					3-117	Муфта	
4	РУС PowerDrive vortex 675	13	191	-	3-117	Ниппель	2,463
					3-117	Муфта	
5	Переводник П-117/171	0,350	203	80	3-117	Ниппель	73
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан КП-178	0,567	178	50	3-147	Ниппель	0,066
					3-147	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-178-3-147	0,41	178	–	3-147	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-147/88	0,350	178	58	3-147	Ниппель	0,038
					3-88	Муфта	
9	ЗТС Telescope 675	7,53	172	120	3-88	Ниппель	0,946
					3-88	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Переводник П-88/133	0,350	178	58	3-88	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
11	ПК 127х9 Л	560	127	108,62	3-133	Ниппель	82,685
					3-133	Муфта	
12	ТБТ-127	72	127	76,2	3-133	Ниппель	5,364
					3-133	Муфта	
13	Переводник П-133/102	0,495	155	62	3-133	Ниппель	0,031
					3-102	Муфта	
14	Яс SJ-120	5,5	120	72	3-102	Ниппель	0,320
					3-102	Муфта	
15	Переводник П-102/133	0,496	146	78	3-102	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	
16	ТБТ-127	72	127	76,2	3-133	Ниппель	5,364
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9 Р	До устья	127	108,62	3-133	Ниппель	65,827
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
Бурение	0	50	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	3-133	30	0,949	6,79	23,70	24,93
Бурение	50	740	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	3-133	680	21,71	32,35	4,97	5,23
Бурение	740	1554	ПК-127х12,7 Р	127	Р	12,7	3-133	1488	64,90	75,98	4,06	4,26
Бурение	1554	3417	ПК-127х9 Л	127	Л	9,19	3-133	560	17,89	21,77	7,39	7,78
Бурение	1554	3417	ПК-127х12,7 Р	127	Р	12,7	3-133	2755	120,17	147,00	2,08	2,19

Таблица Б.4 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м³
от	до					
1	2	3	4	5	6	7
Направление						
0	50	50	490,0	-	1,3	12,26
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,41
Расчетные потери бурового раствора при очистке						7,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						57,26
Общая потребность бурового раствора на интервале:						65,17
Объем раствора к приготовлению:						65,17
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–
Кондуктор						
50	740	50	393,7	406,0	1,3	112,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						66,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,86
Объем раствора в конце бурения интервала						157,88
Общая потребность бурового раствора на интервале:						232,8
Объем раствора к приготовлению:						232,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						139,7
Техническая колонна						
740	1554	814	295,3	306,9	1,25	100,08
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						43,9

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,74
Объем раствора в конце бурения интервала						145,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						199,93
Объем раствора к приготовлению:						60,25
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–
Эксплуатационная колонна						
1554	3417	1863	215,9	228,7	1,25	132,67
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						16,97
Расчетные потери бурового раствора при очистке						55,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,45
Объем раствора в конце бурения интервала						270,35
Общая потребность бурового раствора на интервале:						353,66
Объем раствора к приготовлению:						353,66
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–

Таблица Б.6 – Характеристики пакера ПГМЦ1.168

Наименование показателя	Значение
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	168
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	215,9
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа	15
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	1120
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	16
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон, МПа $\pm 10\%$	2,5
Коэффициент пакеровки: номинальный/максимальный	1,13/1,3
Максимальная рабочая температура, °С	100
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус, кН	1200
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	150,5
Наружный диаметр, мм	197
Длина, не более: - в рабочем положении, мм	5279

Таблица Б.5 – Характеристики муфты гидравлической МГ-139,7

Параметры	Значения параметров
Рабочее давление, атм	700
Рабочая температура, °С	150
Равнопроходной диаметр, мм	76
Длина, мм	1030
Наружный диаметр, мм	139,7
Допустимая растягивающая нагрузка, кН	765
Момент свинчивания присоединительной резьбы, Н·м	5816

Таблица Б.6 – Характеристики пакера нефтеводонабухающего Б-П-НК

Параметры	Значения параметров
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	140
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую проводится спуск и установка пакера, мм	216 ÷ 221
Максимальный выдерживаемый пакером перепад давления после полного набухания, МПа	30
Направление действия перепада давления	двустороннее
Среда набухания	вода/нефть(в том числе газоконденсат)
Рабочая температура в зоне установки пакера, °С	110
Увеличение диаметра набухающего элемента с активационной жидкостью спустя 48 часов, не более, мм	5

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	490,0 GRD213	0	50	400	0,02	50	1	1	1
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,2
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,17
Крепление (ЕНВ)									12,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									15,92
Кондуктор									
Бурение	393,7 GRD213	50	740	500	0,027	690	2	18,63	18,63
Промывка (ЕНВ)									0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									25,2
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,15
Итого									56,49
Техническая колонна									
Бурение	TD-295,3 SVD 616-T1.2	740	1554	3200	0,06	814	1	48,48	48,48
Промывка (ЕНВ)									0,56
СПО и наращивание (ЕНВ)									9,72
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									30,1
Смена вахт									0,8
Ремонтные работы									3,7
ГТИ									6,9
Итого									104,96
Эксплуатационная колонна									
Бурение	215,9 ViM613	1554	3417	3200	0,08	1863	1	149,04	149,04
Промывка (ЕНВ)									0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)									20,9
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									5,7

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									45,4
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									8,9
ГТИ									12,1
Итого									245,32
Итоговое время на бурение									422,69
Подготовительные работы									96
Вышкомонтажные работы									1327

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,67	92,59	2,40	33,166	4,40	608,04	10,22	1412,30
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	27,78	–	99,5	–	182,41	–	423,69
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,67	9,65	2,40	34,56	4,40	63,56	10,22	147,17
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	2,89	–	10,37	–	19,01	–	44,15
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4,00	71,80	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,67	169,42	2,40	606,86	4,40	1112,58	10,22	2584,23
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	4,00	5772,00	0,67	966,81	2,40	3463,30	4,40	6349,20	10,22	14747,46
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	2499,81
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	–	2,4	421,06	4,40	771,94	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,90	–	–	–	–	2,4	578,28	4,40	1060,18	–	–
Прокат РУС	сут	426,27	–	–	–	–	–	–	–	–	10,22	4356,38

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,67	10,52	2,40	37,68	4,40	69,09	10,22	160,45
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	–	–	0,67	7,30	2,40	26,16	4,40	47,96	10,22	111,40
Плата за подключенную мощность	кВт/сут т	149,48	–	–	0,67	100,15	2,40	358,75	4,40	657,71	10,22	1527,69
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	4,00	710,40	0,67	118,99	2,40	426,24	4,40	781,44	10,22	1815,07
Зависящие от объема работ												
Сода каустик	т	138,18	–	–	0,065	8,98	0,1164	16,08	0,0313	4,33	0,177	24,46
Сода бикарбонат	т	229,31	–	–	0,065	14,91	0,233	53,43	0,0625	14,33	0,354	81,18
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	–	–	3,91	357,84	–	–	–	–	–	–
Osno-Desco CA	т	366,98	–	–	0,065	23,85	–	–	–	–	–	–
Барит	т	348	–	–	11,73	4082,0 4	9,312	3240,58	2,41	838,68	–	–
Сульфанол	т	504,59	–	–	–	–	0,233	117,57	0,0625	31,54	–	–
Гаммаксан	т	642,2	–	–	–	–	0,09312	59,80	0,0241	15,48	1,238	795,04
Оснопак HV-O	т	779,8	–	–	–	–	0,2794	217,88	0,0723	56,38	–	–
Оснопак LV-O	т	756,88	–	–	–	–	0,9312	704,81	0,241	182,41	–	–
Atren Thermo A	т	275,2	–	–	–	–	0,1862	51,24	0,0482	13,26	6,012	1654,5
Atren-FK D	т	412,84	–	–	–	–	2,328	961,09	0,6025	248,74	7,07	2920
Хлористый калий	т	160,54	–	–	–	–	–	–	–	–	28,3	4543,28
Atren -Ores	т	114,68	–	–	–	–	–	–	–	–	26,5	3039,02

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Atren-Bio A	т	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	48,72
Atren Antifoam B	т	1605,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,177	284,17
Долото 490,0 GRD213	шт	1661,7	–	–	1	1661,7	–	–	–	–	–	–
Долото 393,7 GRD213	шт	1422	–	–	–	–	2	2844	–	–	–	–
Долото TD-295,3 SVD 616-1.2	шт	4983,6	–	–	–	–	–	–	1	4983,6	–	–
Долото 215,9 ViM613	шт	5504,6	–	–	–	–	–	–	–	–	1	5504,6
Калибратор К-490,0 МС	шт	871,56	–	–	1	871,56	–	–	–	–	–	–
Калибратор К 393,7 МС	шт	550,46	–	–	–	–	2	1100,92	–	–	–	–
Калибратор К 295,3 МС	шт	412,84	–	–	–	–	–	–	1	412,84	–	–
Калибратор К 215,9 МС	шт	275,23	–	–	–	–	–	–	–	–	1	275,23
Итого затрат на бурение по этапам	–	–	–	8082,24	–	8531,78	–	15778,89	–	18363,26	–	43373,00
Итого затрат на бурение	96973,2											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,50	69,10	1,05	145,10	1,25	172,74	1,89	261,18
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	20,73	–	43,53	–	51,82	–	78,35

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	0,50	7,20	1,05	15,12	1,25	18,00	1,89	27,22
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,16	–	4,54	–	5,40	–	8,16
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,50	126,43	1,05	265,50	1,25	316,08	1,89	477,91
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	сут	1443,00	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	сут	22,86	0,50	11,43	1,05	24,00	1,25	28,58	1,89	43,21
Эксплуатация ДВС,	сут	10,90	0,50	5,45	1,05	11,45	1,25	13,63	1,89	20,60
Плата за подключенную мощность	кВт/ сут	149,48	0,50	74,74	1,05	156,95	1,25	186,85	1,89	282,52
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,60	0,50	88,80	1,05	186,48	1,25	222,00	1,89	335,66
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	т	344,38	5,325	1833,82	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 324х8,5 Д	т	344,38	–	–	50,616	17431,14	–	–	–	–
Обсадные трубы 245х8,9 Д	т	345,38	–	–	–	–	93,24	32203,23	–	–
Обсадные трубы 168,3х8 Е	т	399,1	–	–	–	–	–	–	91,44	36494,90
Обсадные трубы 139,7х10,5 Л	т	431,2	–	–	–	–	–	–	20,44	8813,73
БКМ-426	шт	142,57	1	142,57	–	–	–	–	–	–
ЦКОДМ-426	шт	398,94	1	398,94	–	–	–	–	–	–
ПЦ-426/490	шт	31,6	6	189,60	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–
БКМ-324	шт	74,77	–	–	1	74,77	–	–	–	–
ЦКОДМ-324	шт	142	–	–	1	142,00	–	–	–	–
ЦТГМ-324/394	шт	35	–	–	21	735,00	–	–	–	–
ПЦ-324/394	шт	31,6	–	–	5	158,00	–	–	–	–
ПРП-Ц-324	шт	35,4	–	–	1	35,40	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
БКМ-245	шт	56,93	—	—	—	—	1,00	56,93	—	—
ЦКОДМ-245	шт	103,4	—	—	—	—	1	103,40	—	—
ЦТГ-245/295	шт	26,4	—	—	—	—	25	660,00	—	—
ПЦ-245/295	шт	25,4	—	—	—	—	23	584,20	—	—
ПРП-Ц-245	шт	26,14	—	—	—	—	1	26,14	—	—
БКП-Вр-140	шт	80,7	—	—	—	—	—	—	1	80,70
ЦКОДУ-140	шт	63	—	—	—	—	—	—	1	63,00
Муфта гидравлическая (ГРП) МГ-139,7	шт	807,34	—	—	—	—	—	—	5	4036,70
Набухающий пакер Б-П-НК 140	шт	359,63	—	—	—	—	—	—	10	3596,30
ПЦ-2-140/216	шт	16,7	—	—	—	—	—	—	97	1619,90
Переводник П 168/140	шт	18,8	—	—	—	—	—	—	1	18,80
ПГМЦ1.168	шт	5271,33	—	—	—	—	—	—	1	5271,33
ЦТГ-168/216	шт	20,16	—	—	—	—	—	—	46	927,36
ПЦ-2-168/216	шт	20,16	—	—	—	—	—	—	5	100,80
ПРП-Ц-Н 168	шт	17,7	—	—	—	—	—	—	1	17,70
ПРП-Ц-В 168	шт	9,84	—	—	—	—	—	—	1	9,84
МБП-СМ	кг	0,69	547,94	378,0786	410,268	283,0849	236,58	163,2402	138,27	95,4063
МБП-МВ	кг	0,98	469,66	460,2668	351,66	344,6268	202,78	198,7244	118,52	116,1496
ПЦТ - II - 50	т	28,9	7,64	220,796	9,9	286,11	—	—	—	—
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	27	—	—	31,68	855,36	—	—	—	—
ПЦТ - II - 100	т	30,6	—	—	—	—	5,79	177,174	6,44	197,064
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	28,44	—	—	—	—	30,75	874,53	25,55	726,642
НТФ	кг	1,17	2,44	2,85	21,01	24,58	19,17	22,4289	16,45	19,2465
Итого затрат на крепление по этапам	—	—	—	4103,41	—	21222,74	—	36085,08	—	63740,37
Итого затрат на крепление	125151,6									

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	59 123	12 888 920
Рекультивация перед планировкой	13 348	2 909 867
Итого		15 798 787
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	140 112	30 544 416
Разборка и демонтаж	12 084	2 634 312
Итого		33 178 728
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	96 973,2	20 520 159
Крепление скважины	125 151,6	27 283 049
Итого		47 803 208
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	35 333	7 702 562
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	28 008	6 105 635
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12 132	2 644 786
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	898,67	195 910
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 610	6 672 980
Итого		9 513 676
Итого прямых затрат		120 102 596
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	137 732,3	30 025 649
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	48 260,3	10 508 977
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	73 556,57	16 035 333
Транспортировка буровых бригад	5 341	1 164 338
Сооружение водяной скважины	4 636,3	1 010 709
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 473,7	321 274
Итого		18 531 654
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	41 093,78	8 958 444

Продолжение таблицы В.4

1	2	3
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		188 127 320
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		225 752 784

на строительство эксплуатационной скважины глубиной 3417 м

Предприятие: ООО "Нафтагаз-Бурение"
Оборудование:
Буровая установка: БУ - 4000 ЭУК-1М
Лебедка: ЛБ - 900
Вертлюг: УВ-250 МА
Талевая система: 5х6
Ротор Р - 700
Насосы: УНБТ - 1250

Геологическая часть						Техническая часть															
Глубина, м.	Стратиграфия		Литологическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечания				
по вертикали	Система	Свита					426 мм	324 мм	245 мм	168/140 мм											
1	2	3	4	5	6	7	8				9	10	11	12	13	14	15				
100	Палеоген	Чет.		28.84		Осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихватоопасные зоны							490,0 GRD 213	ДРУ-240РС	5	60	45	ρ=1,193 г/см³, УВ=50-80 с, П=менее 2%, ДНС=50-90 дПа, ПВ=12-35 см³/30 мин	ρ=1,121 г/см³, СНС1/10 = 10-40/20-60 дПа, УВ=40-60 с, рН=8-10, П=менее 0,5%, ДНС=50-90 дПа, ПВ=12-35 см³/30 мин	ρ=1,074 г/см³, СНС1/10 = 30-40/40-70 дПа, УВ=40-50 с, рН=8-10, П=менее 0,5%, ДНС=60-100 дПа, ПВ=12-35, Ф=менее 6 см³/30 мин	1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора; 2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7м/с., за 100метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с; 3. Не допускать нахождения бурильного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут; 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурильного инструмента в открытом стволе), поднять бурильный инструмент в башмак обсадной колонны, наверхнуть обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях; 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18-часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36-часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции; 6. При появлении признаков полощения остановить бурение и циркуляцию, оторвать инструмент от забоя и оставить скважину в покое на 4-8 ч. После этого возвратить долото на забой и продолжить бурение; 7. Проверку ПВО производить бурильщику - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду; 8. При бурении под техническую и эксплуатационную колонну в случае возникновения признаков обвалообразования или газоводопрооявления, запланировать поэтапное увеличение удельного веса с Y=1,074±0,02 г/см3 до =1,127±0,02 г/см3.
200		Ново-михайловская																			
300		Атлымская																			
400		Тавдинская																			
500		Люлинворская																			
600																					
700																					
800	Талицкая		39.96	отбор керна не производится	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы стенок скважины, нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, разжижение бурового раствора	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихвато-опасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины												
900	Ганькинская																				
1000	Березовская																				
1100	Кузнецовская		72.54	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, разжижение бурового раствора	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихвато-опасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины														
1200		Уватская																			
1300																					
1400																					
1500	Ханты-мансийская		86.4	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины															
1600		Викуловская																			
1700																					
1800	Алымская			88.2	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины														
1900		Сангопайская																			
2000								90.36	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
2100			97.2	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины															
2200							Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины								
2300									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
2400			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
2500						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
2600									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
2700			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины																
						Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины					Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины									
									Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины	Нефтеводопрооявления, прихватоопасные зоны, сужение ствола скважины										
			Осыпи и обвалы стенок скважины, прихватоопасные зоны, сужение ство																		